Comisión Nacional del Mercado de Valores
Mercados Primarios
Serrano 47, 8ª planta
28001 Madrid

Luis López-Tello Díaz Aguado, en nombre y representación de Repsol, S.A. (**"Repsol"**) y en relación con el documento de registro (el **"Documento de Registro"**) de Repsol, depositado e inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores,

HACE CONSTAR

Que la versión impresa del Documento de Registro, inscrito y depositado en esa Comisión, se corresponde con la versión en soporte electrónico que se adjunta.

Asimismo, por la presente se autoriza a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para que el Documento de Registro sea puesto a disposición del público a través de su página web.

Y para que así conste y surta los efectos oportunos, en Madrid, a 10 de agosto de 2012.

Repsol, S.A.
p.p.

_____
D. Luis López-Tello Díaz Aguado
Director Corporativo Económico y Fiscal



DOCUMENTO DE REGISTRO

(REDACTADO SEGÚN ANEXO I DEL REGLAMENTO (CE) Nº 809/2004, DE LA COMISIÓN EUROPEA DE 29 DE ABRIL DE 2004, RELATIVO A LA APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/71/CE)

Agosto 2012

El presente Documento de Registro ha sido inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores

ÍNDICE Pág.

I. FACTORES DE RIESGO 1

II. DOCUMENTO DE REGISTRO 14

A) TABLA DE EQUIVALENCIA 16

B) ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004 28

1. PERSONAS RESPONSABLES 28

1.1 Identificación de las personas responsables 28

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro. 28

2. AUDITORES DE CUENTAS 29

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas 29

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas 29

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA 30

3.1 Información financiera histórica seleccionada 30

3.2 Información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios 31

4. FACTORES DE RIESGO 33

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR 34

5.1 Historial y evolución del emisor 34

5.2 Inversiones 36

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO 45

6.1 Actividades principales 45

6.2 Mercados principales 48

6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho. 48

6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación. 48

6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor 49

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA 50

7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor 50

7.2 Principales sociedades dependientes del emisor 51

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO 55

8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos. 55

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO 56

9.2 Resultados de explotación 56

10. RECURSOS FINANCIEROS 57

10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo 57

10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería 61

10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor. 61

10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1. 61

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS 62

12.1 Tendencias recientes más significativas 62

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor. 62

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS 63

13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones 63

13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor. 63

13.3 Previsión o estimación de los beneficios....63
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida....63
14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS....64
14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo. 64
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos....73
15. REMUNERACIONES Y BENEFICIOS 78
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales.....78
16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN....79
16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.....79
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa. 79
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.....79
17. EMPLEADOS....80
17.1 Número de empleados y desglose....80
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones....80
17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor....81
18. ACCIONISTAS PRINCIPALES....82
18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas. 82
18.3 El control del emisor....82
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor. 82
19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS....83
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS....86
20.1 Información financiera histórica 86
20.2 Información financiera pro-forma....90
20.3 Estados financieros 90
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual 90
20.5 Edad de la información financiera más reciente....90
20.6 Información intermedia y demás información financiera....91
20.7 Política de dividendos....106
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje....107
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor....113
21. INFORMACIÓN ADICIONAL 114
21.1 Capital social 114
21.2 Estatutos y escritura de constitución 116
22. CONTRATOS RELEVANTES 121
23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS....124
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos....124
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos 124

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA 125

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES.....127

C) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2011

D) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010

E) INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 (*INFORMACIÓN NO AUDITADA*)

F) ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS E INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL PERÍODO DE SEIS MESES TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2012 E INFORME DE REVISIÓN LIMITADA

I. FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta y que se incluyen a continuación. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación de Repsol.

Asimismo, futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de Repsol.

1. FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES DEL GRUPO REPSOL

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.

A continuación se incluye un resumen de los acontecimientos y las normas relacionadas con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. (conjuntamente con sus sociedades dependientes, **"YPF"**) y Repsol YPF Gas, S.A. (conjuntamente con sus sociedades dependientes, **"Repsol YPF Gas"**) por parte del Gobierno de la República Argentina, así como de los principales efectos contables y operativos y las principales incertidumbres y riesgos en relación con dicha expropiación para el Grupo Repsol.

En el epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia"* se recoge información más detallada de las implicaciones contables del proceso de expropiación en los Estados Financieros consolidados intermedios del Grupo Repsol correspondientes al primer semestre de 2012, cerrado el 30 de junio.

A) Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF y Repsol YPF Gas.

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina y en el que se declaraba de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su explotación, industrialización, transporte y comercialización. El artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF, S.A. representado por igual porcentaje de acciones "Clase D" de YPF pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas en forma directa o indirecta. La participación del Grupo Repsol en YPF, S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el **"Decreto de Intervención"**), efectivo desde el mismo día de su aprobación, que dispuso la intervención temporal de YPF, S.A por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF, S.A. con todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante "hecho relevante" de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias adoptadas por el Gobierno argentino.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a Repsol YPF Gas, S.A., sociedad de nacionalidad argentina dedicada al

fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

El 23 de abril de 2012, el interventor de YPF, S.A. acuerda suspender hasta nuevo aviso la asamblea de accionistas convocada para el día 25 de abril, llamada a considerar los estados financieros de YPF, S.A. a 31 de diciembre de 2011 y la propuesta de capitalización de resultados acumulados a través de un aumento de capital liberado por un importe de hasta 5.789.200.000 pesos argentinos, formulada por el Directorio en su reunión de 21 de marzo.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo de 2012 se publica en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 26.741 (la **"Ley de Expropiación"**), con entrada en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declara de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos así como su exploración, exportación, industrialización, transporte y comercialización.
- A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos anteriores, se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF, S.A., representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de Repsol YPF Gas, S.A., que equivale al 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.
- Se determina la futura distribución de las acciones sujetas a expropiación: el 51% pertenecerá al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá, de acuerdo a las condiciones de cesión a establecer en desarrollo reglamentario, entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. No obstante, el Poder Ejecutivo Argentino, por sí mismo o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta que se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a ellas al Estado Nacional y a las provincias.
- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional a través de las personas u organismos que designe ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, y ello en los términos establecidos para la "ocupación temporánea" en la legislación argentina reguladora de la institución de la expropiación.
- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones), actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional. El precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

También el 7 de mayo de 2012, el presidente de la Comisión Nacional de Valores argentina procedió a convocar una asamblea de accionistas de YPF, S.A. para el 4 de junio de 2012.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designa a D. Miguel Matías Galuccio como Director General de YPF, S.A. durante la intervención.

La asamblea de accionistas, celebrada el 4 de junio de 2012, nombró al Sr. Galuccio Presidente del Directorio y le ratificó como Director General de YPF, S.A. Asimismo, en dicha asamblea de accionistas se procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes, de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus remplazantes. De los 17 nuevos miembros

titulares del Directorio, la asamblea de accionistas nombró un Director independiente a propuesta de Repsol.

El 15 de junio de 2012, el Directorio acordó levantar la suspensión de la convocatoria de la Asamblea General Ordinaria de 25 de abril de 2012, dispuesta en su día por el interventor, y convocar dicha Asamblea para el 17 de julio. Entre otros acuerdos, la Asamblea adoptó los siguientes:

a. Aprobar los estados financieros y el informe de la Comisión Fiscalizadora correspondientes al ejercicio 2011;

b. No aprobar la gestión de los miembros del Directorio ni de la Comisión Fiscalizadora correspondiente al ejercicio 2011, con excepción de los que habían sido designados por las acciones Clase A, correspondientes al Estado Nacional;

c. Destinar (i) la cantidad de 5.751 millones de pesos a constituir una reserva para inversiones; (ii) y la suma de 303 millones de pesos a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad de su distribución en un plazo que no podrá exceder el cierre del ejercicio 2012.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, únicamente se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF, S.A. y de Repsol YPF Gas, S.A., Repsol); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Asimismo, Repsol considera que la expropiación viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, por lo que Repsol se reserva expresa y plenamente todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el *"Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina"*, suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto, y según se detalla en el apartado D) del epígrafe 20.8—*"Procedimientos iniciados por Repsol como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF"*, Repsol ya ha iniciado acciones legales (i) por vulneración del *"Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina"*; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones Clase D de YPF titularidad de Repsol; y (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición sobre las acciones de YPF, S.A. antes de tomar el control de la sociedad.

B) Principales impactos en los Estados Financieros derivados de la expropiación

El reflejo contable de estos acontecimientos se produce en los Estados Financieros del Grupo del primer semestre de 2012. Repsol ha perdido el control de la gestión de YPF y Repsol YPF Gas por lo que debe proceder a su desconsolidación desde el 16 de abril, lo que supone:

a) Dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión (que se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado al 31 de marzo de 2012).

El importe neto de la baja asciende a 4.779 millones de euros, de los cuales 4.720 corresponden a YPF y el resto a Repsol YPF Gas. Este importe incluye 605 millones de euros de diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por ambas compañías hasta el momento de la pérdida de control.

b) Revaluar otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el procedimiento de expropiación. Es el caso de los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF.

   El importe neto dado de baja por este concepto asciende a 1.402 millones de euros y se corresponde con la provisión dotada por la parte del préstamo concedido por Repsol que no se encuentra cubierta con garantía pignoraticia de acciones (5,38% del capital de YPF). Por otra parte se han registrado provisiones por importe de 54 millones de euros que cubren el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol, como garante de Petersen, menos el importe correspondiente al valor de las acciones pignoradas como contragarantía (0,56% del capital de YPF). El Grupo no considera que los hechos acaecidos provoquen para Repsol otras consecuencias derivadas de la ejecución de los contratos firmados con el grupo Petersen.

c) Dar de alta como inversión financiera (acciones) la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de Repsol YPF Gas, derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones de su propiedad (51% sujetas a expropiación de ambas compañías y 6,43% por YPF y 33,997% por Repsol YPF Gas de participación remanente al cierre del periodo).

   La valoración de estas acciones a efectos de su registro contable se ha basado en su valor razonable o de realización.

   Respecto de las acciones de YPF que no van a ser objeto de expropiación, ese valor razonable se corresponde con su cotización oficial en los mercados donde se negocian.

   Tratándose de las acciones de YPF sujetas a expropiación, que no son negociables en bolsa, el valor razonable se corresponde con el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, lo que obliga a hacer la mejor estimación posible sobre la compensación que finalmente el Gobierno Argentino pagará a Repsol.

   El precio o compensación por la expropiación de las acciones debe establecerse en función del valor de mercado de la participación expropiada antes de la expropiación, pero sin olvidar el derecho de Repsol a la aplicación del criterio específicamente previsto en los estatutos de YPF (artículos 7 y 28) para la valoración de acciones en caso de cambio de control. Esta disposición estatutaria, por su fuerza legal y su objetividad, supone una clara referencia para la estimación de la compensación que, como mínimo, debería obtener Repsol. Aplicando esa referencia, la valoración del 100% de YPF ascendería, en el peor de los casos, a 18.300 millones de dólares.

   No obstante, es preciso tener presentes los riesgos e incertidumbres inherentes a la valoración, inevitables como consecuencia de la necesidad de realizar a efectos contables estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, la compañía ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

   De acuerdo a lo anterior, las acciones de YPF (51% sujetas a expropiación y 6,43% de participación remanente) han sido inicialmente registradas por un valor de 5.623 millones de euros. Las acciones de Repsol YPF Gas se han registrado por 50 millones de euros.

Cualquier modificación en las hipótesis consideradas razonables, tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados, podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF y Repsol YPF Gas, y por tanto tener efecto en los estados financieros del Grupo.

d) Registrar un activo por impuesto diferido de 524 millones de euros derivado de los impactos fiscales de las operaciones anteriores.

Como consecuencia de todos los efectos derivados del proceso de expropiación, el impacto neto en la cuenta de resultados del Grupo es una pérdida de 38 millones de euros, que figura registrada en el epígrafe "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos".

En el epígrafe 20.6.1—*"Información financiera intermedia"* se incluye información más detallada sobre el tratamiento contable del proceso de expropiación.

De acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (**"NIIF"**), las actividades de YPF y Repsol YPF Gas se consideran actividades interrumpidas y los resultados generados por ellas hasta la pérdida de control, así como los resultados derivados de la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación, se han registrado en los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados consolidada de Repsol, a 30 de junio de 2012 y 2011, que se incluye en el apartado B) del epígrafe 20.6.1 del presente Documento de Registro.

A efectos informativos, en la tabla siguiente se incluyen algunas magnitudes del Grupo Repsol correspondientes a los estados financieros a 31 de diciembre de 2011 y a 30 de junio de 2011 que, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"* es preciso re-expresar para clasificar como actividades interrumpidas los efectos de las operaciones relacionadas con la expropiación. Para información más completa véanse los epígrafes 20.1—*"Información financiera histórica"* y 20.6.1—*"Información financiera intermedia"* incluidos en la Sección II.B) del presente Documento de Registro.

	Grupo consolidado re-expresado 31/12/2011(1)	**Grupo consolidado formulado 31/12/2011(2)**	**Grupo consolidado re-expresado 30/06/2011**	**Grupo consolidado formulado 30/06/2011**
	(millones €)			
Grupo Repsol (*según NIIF*)	**Datos no auditados**	**Datos auditados**	**Datos no auditados**	**Datos con revisión limitada**
EBITDA(3)	5.494	8.440	3.089	4.473
Resultado de explotación(3)	3.549	4.805	2.109	2.722
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	777	--	371	--

(1) Incluye los datos del Grupo Repsol que se presentarán como información comparativa a 31 de diciembre de 2012 una vez re-expresados los estados financieros 2011 de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*.

(2) Datos formulados en las Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2011 del Grupo Repsol, que incluían la participación en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. como operaciones continuadas.

(3) Corresponde a operaciones continuadas.

A 31 de diciembre de 2011, YPF disponía de reservas probadas que ascendían a 1.013 millones de barriles de petróleo equivalentes (585 millones de barriles de líquidos y 2.399 miles de millones de pies cúbicos de gas) y que representaban un 46% de las reservas probadas del Grupo consolidado en dicha fecha. Desde la pérdida de control, dichos volúmenes no forman parte de las reservas probadas del Grupo Repsol. Por otro lado, la producción de YPF, alcanzó, en 2011, los 181 millones de barriles de petróleo equivalentes (100 millones de barriles de líquidos y 453 miles de millones de pies cúbicos de gas natural), que representaron el 62% de la producción total del Grupo

en dicho ejercicio (véase "*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (información no auditada)"* que se incluye en la Sección II.E) del presente Documento de Registro).

C) Principales riesgos derivados de la expropiación

El principal riesgo para Repsol derivado de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. radica en la incertidumbre existente sobre el importe final de la compensación que el Estado argentino debe pagar a Repsol por la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo. Repsol se ha visto obligado a reclamar sus derechos contra el Estado argentino ante los tribunales argentinos y de otras jurisdicciones, entre ellas ante la jurisdicción arbitral del Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI). Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos o negativos en el importe por el que se han registrado las participaciones en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., y por tanto tener efecto en los estados financieros del Grupo. En la medida en que el precio o indemnización por acción de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. sea menor, mayor será el impacto negativo que podría producirse en los resultados o en la situación financiera de Repsol. No obstante, Repsol no puede anticipar todas las consecuencias, incertidumbres y riesgos, ni cuantificar totalmente el impacto futuro que la expropiación podría suponer en la situación financiera del Grupo Repsol.

Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas.

En la información financiera histórica consolidada auditada correspondiente a los ejercicios 2011, 2010 y 2009, que se incorpora en el presente Documento de Registro, YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. están consolidadas por integración global dado que eran sociedades controladas por el Grupo Repsol en cada uno de dichos ejercicios. Estos estados financieros históricos auditados no reflejan el impacto de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., que implicaría no consolidar dichas sociedades en los estados financieros del Grupo (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*" y epígrafe 20.1—"*Información financiera histórica"*). Por tanto, los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no serían indicativos de los resultados de explotación ni de la situación financiera del Grupo en el futuro.

Incertidumbre en el contexto económico actual

Las tensiones económicas están dando lugar a un aumento en las tensiones sociales en distintas partes del mundo, así como a un aumento del proteccionismo. Dentro de la Zona Euro estas tensiones se traducen en un cuestionamiento sobre la viabilidad de la moneda única en su forma actual, dadas las dificultades para estimular el crecimiento y ganar competitividad sin contar con una moneda propia. El centro de las dudas se ha desplazado de Grecia a España e Italia, que por su tamaño suponen un salto cualitativo de la crisis de la Zona Euro. La deuda pública de España ha visto aumentar su prima de riesgo por encima de los 500 puntos básicos respecto a la alemana, y su calificación crediticia se encuentra escasamente por encima del grado de inversión especulativa. El contexto actual requiere de la coordinación entre los Bancos Centrales y los gobiernos para evitar convertir la recesión de 2009 en una gran depresión.

La persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito, y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera

conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol.

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como por ejemplo tormentas y huracanes que sacuden sobre todo el Golfo de México; la evolución tecnológica y la mejora de la eficiencia energética; el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2011, la cotización media del precio del crudo Brent ascendió a 111,26 dólares por barril, frente a una media de 63,69 dólares por barril registrada durante el período 2002-2011. En dicho decenio, el precio medio anual máximo fue de 111,26 dólares por barril, registrado en 2011, y el precio medio anual mínimo fue de 25,02 dólares, correspondiente a 2002. En 2011, el rango de cotizaciones para el crudo (Brent) se situó aproximadamente entre 94 y 126 dólares por barril, mientras que en el primer semestre de 2012 se situó aproximadamente entre 89 y 128 dólares por barril y la cotización media se situó en 113,61 dólares por barril.

Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol para reponer sus reservas de crudo.

Regulación de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol responden al marco normativo del país y/o las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las

actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Por otro lado, los sectores de distribución gasista y eléctrica, en los que Repsol opera principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, responden a actividades reguladas en la mayoría de los países. La normativa legal aplicable a dichos sectores está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes, lo que podría incidir, entre otras cosas, en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas (véase factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*" incluido en la Sección I del presente Documento de Registro), que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. En particular, en el apartado D) del epígrafe 20.8 se recoge una descripción de las acciones legales iniciadas por Repsol como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que Repsol tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Sujeción de Repsol a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos

relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones *offshore* están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica. En la Sección II.E) "*Información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2011 (Información no auditada)"* incluida en el presente Documento de Registro, se incluye información sobre las reservas probadas del Grupo y su distribución por áreas geográficas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos (véase factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y de Repsol YPF Gas, S.A."*), los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las

desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y los criterios establecidos por el sistema *Petroleum Reserves Management System* de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar, con certeza razonable, que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de Repsol. Entre los factores que Repsol controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el *know-how*; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta

que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Bolivia, Brasil, Venezuela, España, Trinidad y Tobago, Perú y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente.

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en esta Sección I, las operaciones de Repsol están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Repsol mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

2. RIESGOS FINANCIEROS

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantenía a 30 de junio de 2012 recursos disponibles que cubrían el 67% de la totalidad de su deuda bruta, y el 55% de la misma incluyendo las acciones preferentes.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas. Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de la solvencia de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales.

Riesgos de mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.- Repsol está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol tiene actividad. Repsol también está expuesta al riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras, predominantemente denominadas en dólares estadounidenses. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede realizar coberturas a través de derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Además, Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance. Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción; por razones prácticas, por lo general, se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol, expresados en euros.

Riesgo de precio de materias primas (commodities).- Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véanse los factores de riesgo *"Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol"* y *"Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado"*).

Riesgo de tipo de interés.- El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la Nota 20—"*Gestión de riesgos financieros y del capital"*, y en la Nota 21—"*Operaciones con derivados"*, de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado. (Véase factor de riesgo *"Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas"*).

Riesgo de la calificación crediticia

Actualmente, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de *rating* son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva	Estable	Negativa	Negativa
Fecha de la última revisión	22 de junio de 2012	29 de junio de 2012	8 de junio de 2012

Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

II. DOCUMENTO DE REGISTRO

Con el fin de cumplir con los requisitos de información relativos al documento de registro (el **"Documento de Registro"**), de conformidad con el Anexo I del *Reglamento (CE) n.º 809/2004, de la Comisión de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos así como al formato, la incorporación por referencia, la publicación de dichos folletos y la difusión de publicidad* (el **"Reglamento 809/2004"**), tal y como ha sido modificado por el Reglamento (CE) n.º 1787/2006 de la Comisión de 4 de diciembre de 2006, por el Reglamento (CE) n.º 211/2007 de la Comisión de 27 de febrero de 2007 y por el Reglamento Delegado (UE) nº 486/2012 de la Comisión de 30 de marzo de 2012, y al amparo del artículo 19.2 del *Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos* (el **"RD 1310/2005"**), el Documento de Registro se presenta de la siguiente manera:

A) Tabla de equivalencia;

B) Anexo I del Reglamento 809/2004;

C) Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que forman parte del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2011[1];

D) Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que forman parte del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2010[2]; y

E) Información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2011 (*Información no auditada*).

F) Estados Financieros intermedios resumidos consolidados e Informe de Gestión intermedio consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que forman parte del Grupo Repsol correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 e informe de revisión limitada.

Las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010, han sido depositados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la **"CNMV"**).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la *Orden EHA/3537/2005, de 10 de noviembre, por la que se desarrolla el artículo 27.4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores* (la **"Orden EHA/3537/2005"**), se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes publicados en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 26 de julio de 2012 hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página *web* de Repsol (www.repsol.com). En el epígrafe 24—*"Documentos para consulta"* se indican expresamente los hechos relevantes relativos al proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., por parte del Gobierno de Argentina que, asimismo, se incorporan por referencia.

En el presente Documento de Registro, los términos **"Repsol"**, **"Grupo Repsol"** o **"Grupo"** se refieren a Repsol, S.A. (anteriormente denominada Repsol YPF, S.A., véase epígrafe 5.1.1—

[1] Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información comparativa con el ejercicio 2010.
[2] Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información comparativa con el ejercicio 2009.

"Nombre legal y comercial") y a sus sociedades dependientes, salvo que expresamente se indique lo contrario.

En el presente Documento de Registro, los términos **"dólares"** o **"US$"** se refieren a dólares de los Estados Unidos de América (**"Estados Unidos"** o **"EE.UU."**).

En el presente Documento de Registro, el término **"datos no auditados"** en el encabezamiento de algunas tablas indica que los datos desglosados en las mismas no han sido auditados, ni revisados, ni objeto de ningún informe elaborado por un auditor independiente. Asimismo, el término **"datos con revisión limitada"** en el encabezamiento de algunas tablas indica que los datos provienen de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados, que no han sido auditados si bien han sido objeto de revisión limitada por parte de un auditor independiente.

A) TABLA DE EQUIVALENCIA

De conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, la siguiente tabla[1] recoge la equivalencia entre (i) los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 y (ii) las Cuentas Anuales consolidadas y el Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011**	**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010**
1.	**PERSONAS RESPONSABLES**		
1.1	Identificación de las personas responsables	—	—
1.2	Declaración de los responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.	—	—
2.	**AUDITORES DE CUENTAS**		
2.1	Nombre y dirección de los auditores de cuentas	—	—
2.2	Renuncia o revocación de los auditores de cuentas	—	—
3.	**INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA**		
3.1	Información financiera histórica seleccionada	—	—
3.2	Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios.	—	—
4.	**FACTORES DE RIESGO(*)**	• Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital • Informe de Gestión: Factores de riesgo	N/A
5.	**INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR**		
5.1	Historial y Evolución del emisor		
5.1.1	*Nombre legal y comercial(*)*	• Nota 1: Información general	N/A
5.1.2	*Lugar y número de registro*	• Nota 1: Información general	N/A

(1) A lo largo de la tabla de equivalencia:

- El símbolo "(*)" significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se incluye parcialmente en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2011 y/o 2010; dicha información se complementa, modifica y/o actualiza con la información incluida en el correspondiente epígrafe de la Sección II B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo "—" significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 no se incluye en las Cuentas Anuales consolidadas o en el Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2011 y/o 2010. Dicha información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo "N/A" en 2010 significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se recoge actualizada en (i) las Cuentas Anuales Consolidadas y/o en el Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2011; y/o (ii) en el correspondiente epígrafe del presente Documento de Registro y, por tanto, no resulta aplicable la información recogida en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes al ejercicio 2010.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad	• Nota 1: Información general	N/A
5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social(*).	• Nota 1: Información general • Nota 2: Marco regulatorio	N/A
5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor.	—	N/A
5.2 Inversiones		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor(*).	• Nota 5: Fondo de comercio • Nota 6: Otro inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones inmobiliarias • Nota 10: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación • Nota 37: Hechos posteriores • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: Áreas de negocio	• Nota 5: Fondo de comercio • Nota 6: Otro inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones inmobiliarias • Nota 10: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación • Nota 37: Hechos posteriores • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: Áreas de negocio
5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso(*).	• Nota 7: Inmovilizado material • Informe de Gestión: Áreas de negocio	N/A
5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes.	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
6.	**DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO**		
6.1	Actividades principales		
6.1.1	*Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados*(*).	• Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: Áreas de negocio	• Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: Áreas de negocio
6.1.2	*Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos* (*).	• Informe de Gestión: Innovación y tecnología • Informe de Gestión: Áreas de Negocio (excluyendo lo desglosado en el apartado *"YPF"* de dicha sección)	N/A
6.2	Mercados principales(*)	• Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: Áreas de negocio	• Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: Áreas de negocio
6.3	Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho(*).	• Informe de Gestión: Entorno macroeconómico	N/A
6.4	Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.	—	N/A
6.5	Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor.	—	—
7.	**ESTRUCTURA ORGANIZATIVA**		
7.1	Descripción del grupo en que se integra el emisor	—	N/A
7.2	Principales sociedades dependientes del emisor	—	N/A
8.	**PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO**		
8.1	Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos(*).	• Nota 7: Inmovilizado material • Nota 34: Pasivos contingentes y compromisos	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
8.2	Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible.	• Nota 35: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: Seguridad y Medio ambiente • Informe de Gestión: Energía sostenible y cambio climático	N/A
9.	**ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO**		
9.1	Situación financiera.	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: Información general y económico-financiera • Informe de Gestión: Áreas de negocio	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: Información general y económico-financiera • Informe de Gestión: Áreas de negocio
9.2	Resultados de explotación		
9.2.1	*Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor*(*).	• Informe de Gestión: Áreas de negocio (excluyendo lo desglosado en el apartado *"YPF"* de dicha sección)	N/A
9.2.2	*Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor.*	—	—
9.2.3	*Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor*(*).	• Informe de Gestión: Entorno macroeconómico • Informe de Gestión: Factores de riesgo	• Informe de Gestión: Entorno macroeconómico

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
10.	**RECURSOS FINANCIEROS**		
10.1	Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo(*).	• Nota 12: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 15: Patrimonio neto • Nota 19: Pasivos financieros • Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 21: Operaciones con derivados • Nota 22: Otros pasivos no corrientes • Nota 23: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 27: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: Situación financiera	• Nota 12: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 15: Patrimonio neto • Nota 19: Pasivos financieros • Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 21: Operaciones con derivados • Nota 22: Otros pasivos no corrientes • Nota 23: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 27: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: Situación financiera
10.2	Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería(*)	• Estado de flujos de efectivo • Nota 26: Ingresos y gastos de explotación • Nota 27: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 31:Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	• Estado de flujos de efectivo • Nota 26: Ingresos y gastos de explotación • Nota 27: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 31: Desinversiones
10.3	Condiciones de los préstamos y estructura de financiación.	• Nota 19: Pasivos financieros • Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital	• Nota 19: Pasivos financieros • Nota 20: Gestión de riesgos financieros y del capital

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
10.4	Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.	—	—
10.5	Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.	—	—
11.	**INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS**	• Informe de Gestión: Innovación y tecnología	• Informe de Gestión: Innovación y tecnología
12.	**INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS**		
12.1	Tendencias recientes más significativas	—	N/A
12.2	Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor(*).	• Nota 34: Pasivos contingentes y compromisos • Informe de Gestión: Áreas de negocio (excluyendo lo desglosado en el apartado "*YPF*" de dicha sección)	N/A
13.	**PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS**		
13.1	Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.	—	N/A
13.2	Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.	—	N/A
13.3	Previsión o estimación de los beneficios	—	N/A
13.4	Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.	—	N/A
14.	**ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.**		
14.1	Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo(*).	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B.1.1 a B.1.8	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
14.2	Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos(*).	• Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.5 y C.6	N/A
15.	**REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS**		
15.1	Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales(*).	• Nota 18: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal • Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B.1.11 a B.1.14 y G.4 y G.5	N/A
15.2	Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.	• Nota 18: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal • Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B.1.11 a B.1.14 y G.4 y G.5	N/A
16.	**PRÁCTICAS DE GESTIÓN**		
16.1	Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.	—	N/A
16.2	Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa(*).	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Anexo: apartado 5.	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
16.3	Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado B.2	N/A
16.4	Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución(*).	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado F	N/A
17.	**EMPLEADOS**		
17.1	Número de empleados y desglose(*)	• Nota 26: Ingresos y Gastos de Explotación • Informe de Gestión: Gestión de personas	• Nota 26: Ingresos y Gastos de Explotación • Informe de Gestión: Gestión de personas
17.2	Acciones y opciones de compra de acciones(*)	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A3 y G.4	N/A
17.3	Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor(*).	• Nota 18: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal, Apartado d) Planes retributivos en acciones • Informe de Gestión: Gestión de personas - Compensación	N/A
18.	**ACCIONISTAS PRINCIPALES**		
18.1	Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas(*).	• Nota 15: Patrimonio neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A	N/A
18.2	Explicación de si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A	N/A
18.3	El control del emisor	—	N/A
18.4	Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS(*)	• Nota 32: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 33: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B.1.11, B.1.12, C.2, C.3, C.4, G.4, G.5 y G.7	• Nota 32: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 33: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B.1.11, B.1.12, C.2, C.3, C.4, G.3, G.4 y G.5
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.		
20.1 Información financiera histórica auditada(*)	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: Información general y económico-financiera. • Informe de Gestión: Áreas de negocio.	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: Información general y económico-financiera. • Informe de Gestión: Áreas de negocio
20.2 Información financiera pro-forma	—	—
20.3 Estados financieros	—	—
20.4 Auditoria de la información financiera histórica anual.		
20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica.	—	—
20.4.2 Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.	—	—

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
20.4.3 Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.	—	—
20.5 Edad de la información financiera más reciente	—	—
20.6 Información intermedia y demás información financiera.		
20.6.1 Información financiera intermedia	—	—
20.6.2 Información financiera intermedia adicional	—	—
20.7 Política de dividendos(*)	• Nota 15: Patrimonio Neto	• Nota 15: Patrimonio Neto
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje(*)	• Nota 4: Estimaciones y juicios contables • Nota 24: Situación Fiscal—Otra información con trascendencia fiscal • Nota 34: Pasivos contingentes y compromisos	N/A
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.	—	—
21. INFORMACIÓN ADICIONAL		
21.1 Capital social		
21.1.1 Importe del capital emitido(*)	• Nota 15: Patrimonio neto • Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.1	N/A
21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales(*).	• Nota 15: Patrimonio neto • Nota 37: Hechos posteriores • Informe de Gestión: Situación financiera • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.8 y A.9	N/A
21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.	—	N/A
21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.	—	N/A
21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones(*) .	• Nota 31: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	N/A
21.1.7 Evolución del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica.	• Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 15: Patrimonio neto	• Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 15: Patrimonio neto
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.	—	N/A
21.2.2 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.	—	N/A
21.2.3 Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes.	• Nota 2: Marco regulatorio–España • Nota 15: Patrimonio Neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2011	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2010
21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.	—	N/A
21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.	—	N/A
21.2.6 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10	N/A
21.2.7 Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.	—	N/A
21.2.8 Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10 y Anexo apartado 3	N/A
22. CONTRATOS RELEVANTES	—	—
23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS		
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos	—	—
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.	—	—
24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA	—	—
25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES(*)	• Anexo I	N/A

B) ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004

(Incluye o completa la información de los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 no recogida en las Cuentas Anuales consolidadas ni en el Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010, o actualiza, en su caso, la información recogida en dichos documentos.)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Identificación de las personas responsables

D. Luis López-Tello Díaz Aguado, en nombre y representación de Repsol, en su condición de Director Corporativo Económico y Fiscal, y en ejercicio de las facultades generales que le fueron conferidas en virtud de escritura pública de poder otorgada el 14 de abril de 2008, ante el Notario de Madrid, D. Martín María Recarte Casanova, e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, asume la responsabilidad por el contenido del presente Documento de Registro.

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.

D. Luis López-Tello Díaz Aguado, como responsable del presente Documento de Registro, declara que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el mismo es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

2. AUDITORES DE CUENTAS

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. así como las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (**"Deloitte"**) sin salvedades.

Deloitte está domiciliada en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, número 1, con NIF B-79104469 y nº S0692 de inscripción en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC).

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas

Deloitte no ha renunciado ni ha sido apartado de sus funciones como auditor de cuentas durante el periodo cubierto por la información financiera histórica para el que fue nombrado auditor.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A., en su reunión celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó el nombramiento de Deloitte como auditor de cuentas del Grupo Repsol para el ejercicio 2012.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2011, 2010 y 2009 han sido preparadas a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan, de acuerdo con las NIIF adoptadas por la Unión Europea, a 31 de diciembre de dichos ejercicios.

Las tablas siguientes incluyen la información financiera consolidada seleccionada del Grupo correspondiente a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009. Esta información financiera incluye la participación del Grupo en YPF y Repsol YPF Gas consolidada aplicando el método de integración global y sus operaciones están registradas en las líneas relativas a operaciones continuadas por lo que debe analizarse conjuntamente con la información recogida en el epígrafe 20.1—"*Información financiera histórica"* y en los factores de riesgo, incluidos en la Sección I del presente Documento de Registro, *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* y *"Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la situación financiera resultante de la desconsolidación de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*.

	31/12/11		**31/12/10**		**31/12/09**
	(millones €)	**Var. 11-10**	**(millones €)**	**Var. 10-09**	**(millones €)**
BALANCE CONSOLIDADO *(Según NIIF)*	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos auditados**
ACTIVO					
Activo no corriente	50.628	10,66	45.753	5,64	43.310
Activo corriente	20.329	(7,08)	21.878	48,09	14.773
Total Activo	**70.957**	4,92	**67.631**	16,44	**58.083**
PATRIMONIO NETO	27.043	4,07	25.986	21,48	21.391
PASIVO					
Pasivo no corriente	26.810	3,63	25.872	4,75	24.699
Pasivo corriente	17.104	8,44	15.773	31,52	11.993
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**70.957**	**4,92**	**67.631**	**16,44**	**58.083**

	31/12/11		**31/12/10**		**31/12/09**
	(millones €)	**Var. 11-10**	**(millones €)**	**Var. 10-09**	**(millones €)**
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA *(Según NIIF)*	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos auditados**
EBITDA[(1)]	8.440	(8,22)	9.196	36,26	6.749
Ingresos de explotación	63.732	5,46	60.430	23,25	49.032
Gastos de explotación	58.927	11,59	52.809	15,33	45.788
Resultado de explotación	4.805	(36,95)	7.621	134,93	3.244
Resultado Financiero	(822)	(18,45)	(1.008)	115,38	(468)
Resultado antes de impuestos	4.058	(39,33)	6.689	133,72	2.862
Resultado consolidado del ejercicio	**2.544**	**(48,57)**	**4.947**	**183,66**	**1.744**
Resultado atribuido a la sociedad dominante	**2.193**	**(53,27)**	**4.693**	**201,03**	**1.559**
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros)	1,80	(53,13)	3,84	197,67	1,29

PRINCIPALES RATIOS FINANCIEROS	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	Datos no auditados		
Deuda neta/capital empleado[2] (%)	27,8	19,5	30,3
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE)[3] (%)	9,2	21,3	7,8
Rentabilidad sobre activos (ROA)[4] (%)	4,5	9,0	3,8
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE)[5] (%)	7,9	15,5	6,3
Cotización al cierre del período[6] (euros)	23,74	20,85	18,73
PER[7]	13,19	5,4	14,52

(1) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros). Asimismo, a través del Estado de Flujos de Efectivo, el EBITDA se puede obtener como suma de los epígrafes "Resultado antes de impuestos" y "Ajustes al resultado".

(2) Deuda neta/capital empleado se corresponde con la deuda neta/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta al final del periodo).

(3) ROE es el resultado atribuido a la sociedad dominante después de impuestos/patrimonio neto medio atribuido a la sociedad dominante.

(4) ROA es el (resultado atribuido a la sociedad dominante+resultado atribuido a intereses minoritarios+resultado financiero después de impuestos)/activo medio.

(5) ROACE es el (resultado atribuido a la sociedad dominante+resultado atribuido a intereses minoritarios+resultado financiero después de impuestos)/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta medio del período).

(6) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(7) PER es el precio de cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

3.2 Información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios

La información financiera consolidada seleccionada del Grupo Repsol correspondiente a 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

BALANCE CONSOLIDADO *(Según NIIF)*	30/06/12 (millones €) Datos con revisión limitada	Var. (%)	31/12/11 (millones €) Datos auditados
ACTIVO			
Activo no corriente	44.913	(11,29)	50.628
Activo corriente	18.464	(9,17)	20.329
Total Activo	**63.377**	**(10,68)**	**70.957**
PATRIMONIO NETO	27.494	1,67	27.043
PASIVO			
Pasivo no corriente	24.215	(9,68)	26.810
Pasivo corriente	11.668	(31,78)	17.104
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**63.377**	**(10,68)**	**70.957**

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA *(Según NIIF)*	30/06/12 (millones €) Datos con revisión limitada	Var. 12-11 (%)	30/06/11[1] (millones €) Datos no auditados
EBITDA[2]	3.331	7,83	3.089
Ingresos de explotación	29.078	10,44	26.330
Gastos de explotación	(27.112)	(11,94)	(24.221)
Resultados de explotación	1.966	(6,78)	2.109
Resultado financiero	(433)	(15,78)	(374)
Resultado antes de impuestos	1.599	(9,56)	1.768
Resultado consolidado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**925**	**(17,63)**	**1.123**
Resultado atribuible a la sociedad dominante procedente de operaciones continuadas	903	(14,57)	1.057
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	**242**	**(34,77)**	**371**
Resultado atribuible a la sociedad dominante procedente de operaciones interrumpidas	133	(53,66)	287
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	**1.036**	**(22,92)**	**1.344**
Beneficio por acción atribuible a la sociedad dominante (en euros)[3]	0,87	(18,69)	1,07

(1) Datos re-expresados en relación con del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas S.A.
(2) Corresponde a las operaciones continuadas.
(3) Incluye las modificaciones necesarias en 2011 respecto a los Estados Financieros resumidos intermedios consolidados correspondientes al primer semestre de 2011 en relación con la ampliación de capital liberada a través de la cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito el epígrafe 20.7—*"Política de dividendos"* y el apartado *"B) Estados Financieros consolidados a 30 de junio de 2012—Patrimonio neto"* del epígrafe 20.6.1—*"Información financiera intermedia"*).

Los datos de la cuenta de resultados consolidada a 30 de junio de 2011 incluidos en la tabla anterior han sido re-expresados con respecto a la información previamente publicada por Repsol en los Estados Financieros resumidos consolidados correspondiente al primer semestre de 2011 (que fueron objeto de revisión limitada por el auditor), en relación con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"* (véase el apartado A) del epígrafe 20.6.1—*"Información financiera intermedia"* del presente Documento de Registro).

A continuación se presentan los principales ratios financieros a 30 de junio de 2012:

PRINCIPALES RATIOS FINANCIEROS	30/06/12
Deuda neta/capital empleado[1][2] (%)	28,6
Deuda neta + preferentes/capital empleado[2] (%)	37,9
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE)[3][4] (%)	7,4
Cotización al cierre del período[5] (euros)	12,64
PER[6]	14,53

(1) Deuda neta/capital empleado se corresponde con la deuda neta/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta al final del periodo).
(2) El capital empleado utilizado en el cálculo del ratio excluye las actividades interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta sobre capital empleado ascendería a 24,5% y a 32,4% teniendo en cuenta las acciones preferentes.
(3) ROACE es el (resultado atribuido a la sociedad dominante+resultado atribuido a intereses minoritarios+resultado financiero después de impuestos)/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta medio del período).
(4) El ROACE no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.
(5) Corresponde al precio de cotización por acción al 30 de junio de 2012 en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.
(6) PER es el precio de cotización de la acción al 30 de junio de 2012/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

La información financiera intermedia resumida se extrae de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados del Grupo Repsol y el Informe de Gestión intermedio correspondientes al primer semestre de 2012, cerrados a 30 de junio, que han sido depositados en la CNMV y que se incluyen en la Sección II.F) del presente Documento de Registro.

4. FACTORES DE RIESGO

En la Sección I del presente Documento de Registro se encuentran recogidos los factores de riesgo relativos a las operaciones del Grupo Repsol así como los riesgos financieros. Dicha información complementa y/o actualiza la recogida en la Nota 20—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 y en el apartado *"Factores de riesgo"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. del ejercicio 2011, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historial y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—*"Información general"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro). No obstante, la misma se actualiza con la información que se incluye a continuación.

La denominación completa de la Sociedad es Repsol, S.A. o abreviadamente, y en el ámbito comercial, "Repsol". La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A.

5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social.

Repsol, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó el 12 de noviembre de 1986 y que opera bajo la normativa española. Repsol, S.A. tiene su domicilio social en la Calle Méndez Álvaro, 44, 28045 Madrid, España y su número de teléfono es: (+34) 91 753 8000. Asimismo, la Oficina de Información al Accionista cuyo número de teléfono es (+34) 900 100 100, se encuentra situada, provisionalmente y hasta su traslado al nuevo domicilio social, en el Paseo de la Castellana, 278, 28046 Madrid.

Repsol, S.A. es una compañía petrolera integrada que opera en todos los aspectos del negocio del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

En la Nota 1—*"Información general"* y en la Nota 2—*"Marco Regulatorio"* de las Cuentas Anuales consolidadas de 2011, incluidas en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se recoge información adicional relativa a este epígrafe (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*). Dicha información se actualiza con lo que se presenta a continuación en relación con la regulación del sector energético.

Legislación aplicable

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

Con fecha 19 de junio de 2012 el Tribunal Supremo ha resuelto mediante sentencia el recurso contencioso administrativo interpuesto por la Asociación de Operadores de Gases Licuados del Petróleo (AOGLP) contra la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre. La Sentencia estima en parte el recurso interpuesto y declara la nulidad de la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, que modificó la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, sobre actualización de precios del GLP envasado.

La declaración de nulidad de la Orden ITC/2608/2009 determina su expulsión del ordenamiento jurídico desde la notificación de la Sentencia, que es firme. Dicha nulidad obligará a la Administración a la modificación de la actual fórmula empleada para la determinación del precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo regulados, viniendo obligada a ello en el plazo de 60 días (a partir del 5 de julio de 2012) en que se notificó a la Administración la firmeza de la citada Sentencia.

Gas natural

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009 que requieren una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiendo por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Regulación del sector eléctrico en España

El ya citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se trasponen las directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Estos ajustes incluidos en la citada norma suponen una reducción del déficit del sector eléctrico.

5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor

Repsol, S.A. comenzó a operar en octubre de 1987 tras un proceso de reorganización de los negocios de gas y petróleo que hasta entonces eran propiedad del Instituto Nacional de Hidrocarburos (**"INH"**), una entidad de Derecho público española que operaba como entidad holding de los negocios de gas y petróleo propiedad del Gobierno español.

A continuación se recogen los acontecimientos más importantes en la historia de Repsol:

- En 1986 se constituye la sociedad Repsol, S.A. y en 1987 el INH inicia el proceso de reorganización de sus participaciones accionariales en el sector petrolero español.
- En 1989 las acciones de Repsol, S.A. comienzan a cotizar en las bolsas españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y, a través de *American Depositary Shares* (ADS), en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*). Se inicia así el proceso de privatización de Repsol.
- Tras las ofertas públicas de venta de acciones de Repsol, S.A. realizadas entre 1996 y 1997 por la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), se culmina la privatización de Repsol, S.A.
- Entre 1999 y 2000, y como punto culminante de su expansión internacional, Repsol, S.A. adquiere el 99% de YPF, la compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector, por un coste total de 14.298 millones de euros. Ese mismo año, las acciones de Repsol, S.A. empiezan a cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y, en el año 2000, la sociedad cambia su denominación por Repsol YPF, S.A. En el año 2008, Repsol acuerda con el grupo Petersen la venta del 14,9% de YPF y el otorgamiento de dos opciones de compra, ejercitables en un plazo de 4 años, por una participación adicional total del 10,1% del capital de YPF, las cuales fueron ejercitadas, la última durante 2011 (véase epígrafe 22—*"Contratos Relevantes"* del presente Documento de Registro).
- Durante los meses de febrero y marzo de 2011, Repsol solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus ADS de la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*) y del registro en la *U.S. Securities and Exchange Commission*. El 4 de marzo de 2011 fue el último día de cotización de los citados títulos en la Bolsa de Nueva York. La exclusión del registro en la SEC y la

consecuente terminación definitiva de las obligaciones de información de Repsol con dicho organismo devino efectiva en junio de 2011.

- Repsol mantiene en vigor su Programa de ADS, los cuáles comenzaron a cotizar en el mercado OTCQX el 9 de marzo de 2011.
- Entre diciembre de 2010 y mayo de 2011 Repsol realizó sucesivas ventas de acciones clase D de YPF, S.A. (tanto de acciones ordinarias como en la forma de *American Depositary Shares*) representativas de un 26,61% del capital social de la misma incluyendo, entre otras operaciones, el 7,67% vendido a través de una oferta pública de venta de acciones de YPF, S.A. llevado a cabo en marzo de 2011 y el 10% vendido a Petersen en el ejercicio de su opción de compra en mayo de 2011 mencionado anteriormente. Tras dichas operaciones, la participación del Grupo en YPF, S.A. se situó en el 57,43% de su capital social.
- El 7 de mayo de 2012, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., tras la correspondiente tramitación parlamentaria y publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina de la Ley de Expropiación, con entrada en vigor ese mismo día (véase factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*").
- El 31 de mayo de 2012, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A. En esa misma fecha, el Consejo de Administración aprobó el traslado de su domicilio social a la Calle Méndez Álvaro, 44, de Madrid.

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

La tabla siguiente indica el importe de las inversiones de explotación de Repsol, por áreas de negocio, realizadas a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009.

	31/12/11		**31/12/10**		**31/12/09**
	(millones €)	**Var. 11-10**	**(millones €)**	**Var. 10-09**	**(millones €)**
INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN POR ÁREAS DE NEGOCIO[1]	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos auditados**
Upstream	1.813	62,02	1.119	0,36	1.117
GNL	18	(78,05)	82	(34,40)	125
Downstream[2]	1.712	6,20	1.612	(2,18)	1.649
YPF[3]	2.182	41,96	1.537	61,92	920
Gas Natural SDG[4]	582	25,70	463	(87,43)	4.918
Corporación, otros y ajustes	165	91,86	86	10,99	82
Total	**6.472**	**32,11**	**4.899**	**(43,29)**	**8.811**

(1) Incluye inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en "*Otros activos financieros*". Los pagos por inversiones que figuran en Estado de Flujos de Efectivo (que incluyen también los pagos por inversiones en "*Otros activos financieros"*) ascienden a 6.255, 5.106 y 9.003 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009.

(2) Las inversiones realizadas por Repsol YPF Gas formaban parte del segmento *Downstream* en los mencionados ejercicios y están incluidas en la tabla anterior por importe de 8, 7 y 5 millones de euros en 2011, 2010 y 2009, si bien desde la fecha de la pérdida de control, sus operaciones ya no forman parte de este segmento (véase factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*").

(3) En relación con las inversiones de explotación del segmento YPF, debido a la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. desde la fecha de la pérdida de control, YPF dejó de ser un segmento de negocio del Grupo Repsol.

(4) La inversión en 2009, corresponde principalmente a la compra de Unión Fenosa por parte de Gas Natural.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2011 y 2010 (véase Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro): Nota 5—*"Fondo de comercio"*, Nota 6—*"Otro inmovilizado intangible"*, Nota 7—*"Inmovilizado material"*, Nota 8—*"Inversiones inmobiliarias"*, Nota 10—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*, Nota 30—*"Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control"*, Nota 37—*"Hechos posteriores"* y Anexo I(b)—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011"*, así como en el apartado *"Áreas de negocio"* de los informes de gestión consolidados del Grupo Repsol de los ejercicios 2011 y 2010 y en el factor de riesgo, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro, *"Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas"*.

Tras la aprobación el 16 de abril de 2012 del Decreto de Intervención y la entrada en vigor el 7 de mayo de 2012 de la Ley de Expropiación, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro). Por tanto, desde el momento de la intervención y la consecuente pérdida de control, las actividades de ambas sociedades se consideran, a efectos contables, como interrumpidas dejando de formar parte de los segmentos de negocio del Grupo Repsol.

A continuación se presentan las inversiones de explotación realizadas por el Grupo a 30 de junio de 2012 y a 30 de junio de 2011:

INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN POR ÁREAS DE NEGOCIO[1]	30/06/12 (millones €)	Var. 12-11 (%)	30/06/11[2] (millones €)
Upstream	1.109	40,56	789
GNL	17	142,86	7
Downstream[3]	295	(54,33)	646
Gas Natural SDG	185	18,59	156
Corporación, otros y ajustes	49	68,97	29
Total	**1.655**	**1,72**	**1.627**

(1) Incluye inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en "Otros activos financieros".

(2) Las inversiones de explotación por áreas de negocio correspondientes al primer semestre de 2011 han sido re-expresadas en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas"*.

(3) El importe mencionado en 2011 no incluye 4 millones de euros correspondientes a inversiones de explotación llevadas a cabo por Repsol YPF Gas que se han reclasificado como operaciones interrumpidas y ya no forman parte del segmento *Downstream* (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*).

En el primer semestre del año 2012 las inversiones de explotación en *Upstream* ascendieron a 1.109 millones de euros. La inversión en desarrollo representó el 54% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (36%), Trinidad y Tobago (15%), Brasil (12%), Venezuela (10%), Bolivia (9%) y Perú (9%). Las inversiones en exploración representaron un 24% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (43%), Brasil (14%), Perú (8%) y Sierra Leona (7%).

Por otro lado, las inversiones de explotación en el área de GNL han alcanzado 17 millones de euros.

Las inversiones de explotación en el área de *Downstream*, ascendieron a 295 millones de euros, importe inferior al del mismo período del año anterior como consecuencia de la finalización de los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

Por último, las inversiones de explotación de Gas Natural Fenosa durante el mismo periodo han alcanzado 185 millones de euros y se han destinado fundamentalmente a las actividades de distribución de gas y electricidad, tanto en España como en Latinoamérica.

Desde el 30 de junio de 2012, fecha de los últimos estados financieros publicados por Repsol, hasta la fecha del presente Documento de Registro, no ha habido cambios significativos en la evolución de las principales inversiones del Grupo Repsol.

5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 7—"*Inmovilizado material"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro), así como en el apartado *"Áreas de negocio"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2011 y se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación. Adicionalmente, véase el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

A la fecha del presente Documento de Registro, las principales inversiones en curso de Repsol son las siguientes:

Campo "Shenzi" (Golfo de México): Repsol participa en este campo con un 28%, junto con las compañías BHP Billiton (que es la compañía operadora) con un 44% y Hess que tiene el 28% restante. Este campo, situado en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense, inició su producción de petróleo y gas a través de la plataforma de Shenzi en marzo de 2009. En el año 2011 y dentro del Plan de Desarrollo del campo se perforaron dos sondeos de producción. El primero de ellos, el SB-201, recibió el 15 de marzo de 2011 la autorización de la administración estadounidense para continuar con su perforación (suspendida en 2010 por la moratoria que fue levantada en octubre de 2010) y se finalizó en mayo, comenzando a producir en el mes de junio con un ratio inicial de 17.000 barriles de petróleo al día. El segundo sondeo de producción autorizado, el SB-101, se terminó de perforar en septiembre y comenzó a producir en octubre. Hasta el momento, el comportamiento de los reservorios es el previsto en los modelos desarrollados.

En 2011 también se avanzó en el proyecto de recuperación asistida mediante la inyección de agua para el yacimiento y se inició la construcción de las instalaciones y la perforación de algunos sondeos inyectores. El objetivo es mantener la presión del yacimiento para obtener producción incremental. En mayo de 2012 se inició la inyección de agua al yacimiento con un sondeo inyector.

En el Flanco Norte de Shenzi se han perforado tres pozos de evaluación con resultados positivos, el último de los cuales se inició en enero de 2012 y se terminó en junio del mismo año. Este sondeo fue conectado al nuevo colector construido para el desarrollo del norte del yacimiento y comenzó a producir en el mes de junio de 2012.

A 30 de junio de 2012 se encontraban en producción trece pozos a través de la plataforma de "Shenzi" y dos más a través de la plataforma "Marco Polo".

Bloque BM-S-9 (Brasil): En el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la cuenca de Santos se han generado en los últimos años dos importantes proyectos de desarrollo en las áreas de Sapinhoá (anteriormente denominado Guará, descubierto en 2008) y Carioca (descubierto en 2007). Durante el año 2011 se continuaron los trabajos encaminados a su puesta en producción. También en este bloque se han realizado los descubrimientos de Abaré Oeste e Iguazú (2009) y de Abaré (a junio de 2012 en evaluación final de los positivos resultados obtenidos en 2011), lo que aumenta el potencial de recursos desarrollables en la zona. Repsol Sinopec Brasil, (Repsol 60% y Sinopec 40%), tiene una

participación del 25%. Los demás socios que completan el consorcio son Petrobras (45%, y operador) y British Gas (BG Group, con un 30%).

Respecto al proyecto Sapinhoá (ex – Guará), en diciembre de 2011 se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) la declaración de comercialidad del campo (que a partir de entonces pasó a denominarse Sapinhoá) y, en febrero de 2012, el informe final del plan de evaluación del área. Durante 2011 avanzaron los trabajos que previsiblemente permitirán su puesta en producción en 2013. Se perforaron tres sondeos de evaluación (Guará Norte, Guará Sul y Guará ADR1) con resultado positivo y se terminó la prueba extensa de producción (EWT), iniciada a finales de diciembre de 2010, con unos resultados muy positivos, tanto en lo referente a la productividad como a la conectividad y permeabilidad del yacimiento.

La plataforma de producción FPSO "Cidade de Sao Paulo" llegó en 2011 a los astilleros de Brasfels, situados en Angra dos Reis (Brasil), para completar su fase final de construcción (integración de los *topsides*). Se estima que estará finalizada en el segundo semestre de 2012, lo que permitiría iniciar la producción del área sur de Guará en el primer trimestre de 2013. También en 2011 se firmó el contrato de alquiler de una segunda plataforma de producción ("FPSO Charter 4") para el área norte de Guará, se inició la "campaña de sísmica 3D de alta resolución" y se acordó la adquisición de equipos submarinos necesarios para la producción.

Dentro del Plan de Desarrollo del Sapinhoá durante el primer semestre de 2012, se perforaron los pozos Sapinhoá ADR2 y SPS-97 (I6S), y se continuó con la construcción de los 2 FPSO's Charter así como del *pipeline* Guara-Tupi, según lo previsto. También se avanzó en el suministro de las instalaciones submarinas de recolección de la producción.

Respecto al área de Carioca, finalizó a principios de 2011 con resultado positivo la perforación del sondeo de evaluación Carioca NE, lo cual ha permitido reconfirmar el alto potencial del área y la obtención de datos definitivos para definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción prevista inicialmente para 2017. A mediados de octubre de 2011 comenzaron las pruebas extensas de producción (EWT) de Carioca NE, temporalmente paradas a junio de 2012 por razones técnicas. En el primer semestre de 2012 se ha finalizado la perforación del pozo Carioca Sela. El consorcio prevé realizar más trabajos de evaluación para definir el potencial total del área de Carioca. Para ello, las autoridades brasileñas (ANP) han aprobado un programa adicional de actividades, extendiendo la fecha límite para la declaración de comercialidad hasta el 31 de diciembre de 2013. El cronograma del proyecto de desarrollo y puesta en producción del área de Carioca sigue según lo previsto.

Proyecto Margarita-Huacaya (Bolivia): Este proyecto, clave para Repsol está siendo desarrollado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último descubierto en 2008 y que fue uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo, según la publicación IHS) consiste en elevar la producción de gas actual en dos fases, con un incremento de 6 millones de metros cúbicos al día (**"Mm^3/d"**) adicionales en cada una de ellas.

En mayo de 2011 finalizaron los trabajos de remodelación de las instalaciones actuales lo que incluyó la adecuación de las mismas, cambios de válvulas, líneas de descarga, filtros y compresores. Esto permitió mejorar la capacidad de procesamiento e incrementar la producción total de gas natural del campo de 2,3 Mm^3/d a 3 Mm^3/d.

Durante 2011 también avanzaron los trabajos finales del desarrollo de la fase I cuyo objetivo es elevar la capacidad de procesamiento de gas natural del campo a 9 millones de metros cúbicos diarios. Así durante el año continuó la construcción de la nueva planta de procesamiento de gas, la construcción

del sistema de recolección (GTS) y la del sistema de evacuación (EXS). En el marco de la fase I se produjo un hito importante en noviembre de 2011, al finalizarse con éxito los trabajos de recompletación del pozo Margarita 4st (MGR 4st). En las pruebas de producción realizadas, el pozo produjo 5,4 Mm^3/d. La fase I entró en producción el 8 de mayo de 2012 con una producción de gas de venta de 4,03 Mm^3/d. Ya a finales de mayo de 2012 se alcanzó una producción de 9 Mm^3/d.

En junio de 2011, Repsol tomó la decisión final de inversión (FID) para la fase II del desarrollo de Margarita-Huacaya, cuyo objetivo es alcanzar una producción de entre 14 y 15 Mm^3/d en 2013 y 2014, respectivamente.

Proyecto Reggane (Argelia): A finales de 2011, se obtuvo por parte de las autoridades argelinas la aprobación definitiva del plan de desarrollo de este importante proyecto de gas de Repsol, lo cual marca el inicio de la fase de desarrollo. En el 2012 se iniciaron los trabajos de ingeniería relacionados al FEED de la planta de procesamiento y tratamiento de gas y se espera comenzar con la ejecución de la sísmica 3D a finales de año. Adicionalmente en 2012 se ha trabajado en la organización y creación del Groupement Reggane con Sonatrach y los socios. Se estima poder iniciar los trabajos de perforación, profundización y completación de pozos en la segunda mitad de 2012 con el objetivo de iniciar la producción de gas en 2016. El proyecto está operado por una asociación constituida entre Repsol (29,25%), la compañía nacional Sonatrach (40%) y los otros socios extranjeros RWE Dea (19,5%) y Edison (11,25%).

Proyecto Kinteroni en Perú: En enero de 2008, Repsol anunció un importante descubrimiento de gas en el bloque 57 en la cuenca Ucayali-Madre de Dios de Perú, en el que es Repsol operadora con el 53,84% (el otro socio en el consorcio es Petrobras con el 46,16%). El yacimiento está próximo al campo en producción de gas y condensado de Camisea en el que Repsol también participa.

En 2011 se terminó la fase de perforación, completación/terminación y prueba de los pozos de desarrollo dentro del programa de desarrollo del campo Kinteroni Sur iniciado en agosto de 2010. Cuando se terminen los trabajos actualmente en curso de las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas, los pozos podrán comenzar su producción previsiblemente en el cuarto trimestre de 2012. En cuanto a las instalaciones de superficie, en 2011 se iniciaron las obras preliminares en campo correspondientes a las instalaciones de producción en Kinteroni y Nuevo Mundo, y las tuberías de recolección. La compra de materiales de largo plazo de entrega (LLI) se completó con el objetivo de que estén disponibles en el momento oportuno de la fase de construcción.

Respecto al área norte de Kinteroni en 2011 se obtuvieron por parte de las autoridades del país los permisos medioambientales necesarios para iniciar durante 2012 la fase de perforación exploratoria. A junio de 2012 se está perforando el pozo exploratorio Sagari, del cual se estima tener resultados en el tercer trimestre de 2012. Posteriormente se estima perforar dos pozos más.

Proyecto Cardón IV en Venezuela: El 4 de septiembre de 2009, Repsol anunció un importante hallazgo de gas en el bloque Cardón IV con el sondeo Perla-1x. El yacimiento se localiza en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa, al oeste del país. En el período de evaluación, Repsol participa con un 50% y Eni, con otro 50%. Tras la fase de evaluación, PDVSA tiene derecho a adquirir hasta un 35% de la participación, con lo que Repsol y Eni pasarían a controlar un 32,5% cada una.

En 2011 se completó la definición del plan de desarrollo, que prevé el inicio de la producción de la fase I en 2013-2014. El proyecto se ha estructurado en tres fases para adaptar el desarrollo del campo a la evolución prevista de la demanda. Las producciones que se esperan alcanzar en cada fase son 300 millones de pies cúbicos estándar diarios (Mscfd) en la primera, 800 Mscfd en la segunda y 1.200

Mscfd en la tercera. En 2011 se inició el proceso de licitaciones para la construcción de las instalaciones *offshore*.

En diciembre de 2011 se firmó el contrato de suministro de gas natural. Esto permitió el inicio de la fase de desarrollo del proyecto. Este contrato, con duración hasta el año 2036, recoge un compromiso recíproco de entrega y adquisición de más de 8,7 tera pies cúbicos (TCF) de gas natural y será una de las fuentes de abastecimiento de la demanda interna de gas de Venezuela, que se estima que crezca por el consumo doméstico, industrial, petroquímico y de generación eléctrica. Por su gran dimensión, el campo Perla ofrece asimismo posibilidades de exportación de gas natural, lo cual será analizado por Repsol y Eni junto con PDVSA y las autoridades venezolanas.

A 30 de junio de 2012 se han perforado un total de cinco pozos, que se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas para llevar el gas a la costa y que sea procesado y enviado a la red de distribución venezolana. En 2011 se perforaron con resultado positivo dos de estos cinco pozos (Perla 4 y Perla 5 ambos de evaluación). La perforación de Perla 4 se terminó en enero de 2011 y las pruebas de producción a principios de febrero de 2011 con unos resultados que reconfirmaron la extensión del yacimiento. La perforación del pozo Perla 5 concluyó a principios de mayo de 2011 y las pruebas de producción tuvieron lugar entre mayo y junio de 2011. Este pozo es el de mayor potencial de producción de los cinco perforados hasta la fecha. Ambos pozos tenían un doble objetivo: evaluar la continuidad lateral del descubrimiento y formar parte de un programa de producción temprana.

Proyecto Carabobo en Venezuela: En febrero de 2010 un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Este importante proyecto consiste en el desarrollo conjuntamente con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los trabajos en Carabobo-1 tienen como objetivo alcanzar un nivel de producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años e incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo diarios. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de Repsol por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus refinerías.

En el año 2011 se completaron los trabajos de ingeniería conceptual del proyecto de producción temprana acelerada y se acordó el plan inicial de desarrollo. También se comenzaron los procesos de contratación de equipos de perforación para los pozos estratigráficos y los de desarrollo, así como la adquisición de sísmica 3D del área. En marzo de 2011 se inició la ingeniería conceptual para la construcción del mejorador de crudo pesado que una vez se ponga en marcha, previsiblemente en 2017, permitirá incrementar la calidad del crudo a 32º API.

Se prevé, en principio, el comienzo de la producción temprana acelerada en el año 2013 y que se alcance el *plateau* de producción de 400.000 barriles de petróleo diarios en el año 2017 con la puesta en marcha del mejorador.

Campo "I/R" en Libia: El campo I/R, descubrimiento realizado en 2006 y situado en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol, entró en producción en junio de 2008 con "Instalaciones de Producción Temprana" (*Early Production Facilities*) y una línea de exportación temporal. En 2010 se pusieron en operación las cuatro estaciones recolectoras (*manifolds*), además de la línea definitiva de exportación de crudo hacia las instalaciones centrales del bloque NC115. Las instalaciones para la inyección de agua en el campo se terminaron en 2010 y en octubre de ese año se comenzó la inyección. Debido al conflicto que vivió el país en 2011, la producción en todos los campos productivos participados por Repsol en Libia (Bloques NC-115 y NC-186) cesó

completamente a principios de marzo de 2011 y fue reiniciada a finales del mismo ejercicio En el segundo semestre de 2012 está previsto que se inicien los trabajos de ingeniería de las instalaciones de superficie y del EPC (*Engineering Procurement and Construction*) para el desarrollo completo del área.

Proyecto Piracucá en Brasil: En 2009 se realizó el descubrimiento exploratorio en el bloque BM-S-7 (Piracucá) ubicado en la Cuenca marina de Santos. En mayo de 2010 se concluyó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2. Tras los positivos resultados exploratorios y de evaluación de 2009, confirmados en 2010 con el sondeo Piracucá-2, se decidió iniciar los trabajos de desarrollo del bloque. Petrobras es la compañía operadora del bloque con el 63% junto con Repsol Sinopec Brasil, que participa en un 37%. En 2011 se continuó con el plan de evaluación y desarrollo del campo Piracucá (bloque BM-S-7). Se realizaron estos trabajos de perforación para obtener información que permita seleccionar la opción más adecuada para el desarrollo completo del bloque.

Proyecto Buckskin en el Golfo de México en EE.UU.: A principios de 2009, Repsol anunció un gran descubrimiento de crudo ligero con el pozo exploratorio Buckskin, en aguas profundas de Estados Unidos. El descubrimiento de Buckskin se realizó en 2009 a una profundidad total de unos 10.000 metros, lo que le convirtió en el pozo más profundo operado por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona. En 2011 se recibió la autorización para perforar el sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin. El sondeo se finalizó en octubre con resultado positivo, lo que confirma el elevado potencial del yacimiento y aporta información importante para definir el plan de desarrollo del campo con el objetivo de iniciar su producción en 2018. Está prevista la perforación de un segundo sondeo de evaluación a principios de 2013. Repsol realizó en 2009 este importante descubrimiento como operador del proyecto en su fase exploratoria.

Exploración en Alaska: ***proyecto "North Slope":*** El 7 de marzo de 2011, Repsol anunció el cierre, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., de un acuerdo con las compañías "70 & 148, LLC" y GMT Exploration, LLC para la exploración conjunta de los bloques que estas dos últimas compañías tienen en el prolífico "North Slope" de Alaska. La participación de Repsol en estos bloques es del 70%. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 km2 en los cuales Repsol se comprometió a realizar en un principio las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica de los recursos que estos bloques contengan. En febrero de 2012 se iniciaron las actividades de perforación exploratoria. El área se compone de dos partes: un proyecto en fase de delineación y un conjunto de prospectos exploratorios.

Proyecto "Mississippian Lime" en EE.UU.: En enero de 2012 se suscribió el acuerdo con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16,2% y del 25% en dos áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas. En el segundo trimestre de 2012, Repsol registró en sus libros reservas probadas por este proyecto y se imputó producción a partir de marzo de 2012. La estimación actual es que la producción neta de Repsol en estas áreas alcance en 2019 un pico de 90.000 bep al día. Se prevé perforar más de 200 pozos productores horizontales durante el año 2012 y superar los 1.000 en 2014, en una superficie de 6.900 km2. En este área hay ya una extensa infraestructura operativa desde hace más de 30 años que permite una rápida puesta en producción y comercialización de estos hidrocarburos.

Bloque BM-C-33 Brasil: En este bloque situado en las aguas profundas de la cuenca de campos brasileña, Repsol ha realizado tres importantes descubrimientos exploratorios: Seat en el año 2010, Gavea en 2011 y Pão de Açúcar en 2012. Repsol Sinopec Brasil es la operadora del bloque con un 35% de participación. Statoil tiene otro 35% y Petrobras un 30%.

El descubrimiento Gavea se anunció en junio de 2011. El pozo, situado a 190 kilómetros de la costa de Río de Janeiro, se perforó en una lámina de agua de 2.708 metros, llegando a una profundidad final de 6.851 metros. Según la publicación IHS, Gavea es uno de los diez mayores descubrimientos realizados en 2011.

En febrero de 2012 Repsol anunció otro importante descubrimiento de petróleo en este bloque con el sondeo Pão de Açúcar. El pozo encontró dos acumulaciones de hidrocarburos con una altura total de 500 metros, lo que lo convertiría en uno de los mayores hallazgos realizados por la compañía en Brasil. Estos tres pozos corroboran el elevado potencial de la cuenca de Campos, que podría confirmar la existencia de un gran núcleo de hidrocarburos similar al existente en la cuenca de Santos.

Repsol y sus socios en el consorcio están realizando trabajos en 2012 para definir el plan de delineación de estos descubrimientos lo que incluiría trabajos de sísmica y perforación adicional. El Plan de delineación será presentado a la ANP en el segundo semestre 2012 para su aprobación.

Nueva Sede Social: La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008, quedando prácticamente finalizados los trabajos en 2011. El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

A partir de septiembre de 2009, empezó la segunda fase con la incorporación de Sacyr SAU, el contratista general. En 2011 finalizó la estructura sobre rasante y se ejecutó el 100% de la fachada, culminándose los trabajos de instalaciones. La ejecución de la obra de urbanización interior concluyó en mayo de 2012.

El certificado final de obra fue firmado el día 23 de febrero de 2012 y la recepción provisional de la obra al contratista SACYR SAU fue realizada el 18 de mayo de 2012. Según fija el contrato entre Repsol y SACYR SAU la recepción definitiva de la obra fue realizada el 18 de junio de 2012. El día 10 de julio de 2012 se concedió la Licencia de Primera Ocupación y Funcionamiento.

La nueva sede del Grupo Repsol cuenta con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispone de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 m² donde se pueden ofrecer servicios a los empleados. Los edificios conforman un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m². Además, en el perímetro del campus empresarial se ha creado una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad. El traslado al campus de aquellos empleados del Grupo en Madrid que desarrollarán su trabajo en el mismo ya ha comenzado y está previsto que finalice durante el segundo semestre de 2012.

5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes.

A 31 de diciembre de 2011, las inversiones comprometidas ascendían a 10.772 millones de euros. Este importe incluía compromisos de inversión correspondientes a YPF que ascendían a 6.657 millones de euros destinados fundamentalmente a la actividad de exploración y producción en Argentina como consecuencia de la firma de los acuerdos de extensión de parte de las concesiones de explotación de YPF en el país, principalmente en las provincias de Neuquén y Mendoza. Repsol entiende que desde el momento de la pérdida de control de las acciones de YPF, S.A., dichos importes no se consideran compromisos del Grupo (véase el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro).

Las principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión de Repsol han adoptado compromisos firmes a 30 de junio de 2012, que se describen a continuación, ascendían a un importe

total de 5.485 millones de euros, de los cuales 3.828 millones de euros se invertirán hasta 2016 y los restantes 1.657 millones de euros, a partir de 2016. No obstante, los importes citados no corresponden, en general, con el total de la inversión futura prevista en cada uno de los proyectos, sino únicamente a los importes sobre los que los órganos de gestión de Repsol han adquirido compromisos firmes a la fecha.

A 30 de junio de 2012, en el área de *Upstream,* los compromisos de inversión ascienden a 5.356 millones de euros aproximadamente. Una parte significativa de esta cifra se dedica a la contratación de instalaciones flotantes de producción (FPSO) para la explotación del bloque BM-S-9 en Brasil, concretamente para los proyectos Carioca y Sapinhoá (ex-Guará). En Bolivia destaca los importes dedicados al proyecto Margarita-Huacaya y al desarrollo del Campo Sábalo. También son significativos los compromisos relacionados con el desarrollo de Reganne (Argelia) y el acuerdo con la empresa SandRidge para la explotación de shale oil en Estados Unidos. Adicionalmente, se continúa con el proyecto de crudo pesado Carabobo en Venezuela. Dentro de la actividad exploratoria, destaca Angola, con la previsión de perforación de seis sondeos en los próximos años, y Brasil, con ocho sondeos y varios test de producción. También se espera desarrollar una intensa actividad exploratoria en los siguientes países: Argelia, España, Libia, y Noruega.

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

6.1 Actividades principales

6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados.

La información relativa a este epígrafe se recoge (i) en el apartado *"Áreas de negocio"* del informe de gestión consolidado del ejercicio 2011 y 2010 incluido en la Secciones II.C) y II.D), respectivamente, del presente Documento de Registro; y (ii) en la Nota 29—*"Información por segmentos"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 y 2010 incluida en la Secciones II.C) y II.D), respectivamente, del presente Documento de Registro, y se complementa con (i) la información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2011 que se incluye en la Sección II.E) del presente Documento de Registro; y (ii) el factor de riesgo *"Regulación de las actividades de Repsol"* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro, y (iii) con la información facilitada a continuación.

Tras la aprobación el 16 de abril de 2012 del Decreto de Intervención y la entrada en vigor el 7 de mayo de 2012 de la Ley de Expropiación, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro). Por tanto, desde el momento de la intervención y la consecuente pérdida de control, las actividades de ambas sociedades se consideran, a efectos contables, como operaciones interrumpidas dejando de formar parte de los segmentos de negocio del Grupo Repsol.

Las siguientes tablas muestran las principales magnitudes operativas de los segmentos *Upstream* y *Downstream* del Grupo Repsol a 30 de junio de 2012 y 2011.

MAGNITUDES DE *UPSTREAM*	Unidad	30/06/12	Var. (%)[2]	30/06/11
Producción de Hidrocarburos	K Bep/día[1]	**322**	**3,8**	**310**
Producción de Líquidos	K Bep/día	**140**	**21,8**	**115**
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	32	6,4	30
Norte de África	K Bep/día	44	173,0	16
Resto del Mundo	K Bep/día	64	(6,9)	69
Producción de Gas Natural	K Bep/día	**182**	**(6,9)**	**195**
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	34,0	2
Norte de África	K Bep/día	6	0,4	6
Resto del Mundo	K Bep/día	174	(7,4)	188

(1) K Bep/día significa miles de barriles equivalentes de petróleo al día.
(2) Las variaciones se han calculado con una mayor precisión en las cifras que la mostrada en la tabla.

MAGNITUDES DE *DOWNSTREAM*	Unidad	30/06/12	Var. (%)	30/06/11
CRUDO PROCESADO	**M tep[3]**	**16,7**	**11,71**	**15,0**
Europa	M tep	14,9	12,48	13,3
Resto del Mundo	M tep	1,8	5,83	1,7
VENTAS DE PROD. PETROLÍFEROS	**Kt[4]**	**19.977**	**6,78**	**18.709**
Ventas Europa	**Kt**	**17.766**	**6,51**	**16.680**
Marketing Propio	**Kt**	**9.757**	**(5,12)**	**10.283**
Productos claros	Kt	8.270	(4,75)	8.682
Otros productos	Kt	1.487	(7,12)	1.601
Resto Ventas Mercado Nacional[1]	**Kt**	**3.538**	**12,64**	**3.141**
Productos claros	Kt	3.131	35,42	2.312
Otros productos	Kt	407	(50,90)	829
Exportaciones[2]	**Kt**	**4.471**	**37,32**	**3.256**
Productos claros	Kt	1.454	61,74	899
Otros productos	Kt	3.017	28,00	2.357
Ventas Resto del Mundo	**Kt**	**2.221**	**8,97**	**2.029**
Marketing Propio	**Kt**	**998**	**14,32**	**873**
Productos claros	Kt	874	21,05	722
Otros productos	Kt	124	(17,88)	151
Resto Ventas Mercado Nacional[1]	**Kt**	**790**	**(2,59)**	**811**
Productos claros	Kt	599	(4,16)	625
Otros productos	Kt	191	2,69	186
Exportaciones[2]	**Kt**	**423**	**22,61**	**345**
Productos claros	Kt	151	52,53	99
Otros productos	Kt	272	10,57	246
QUÍMICA				
Ventas Prod. Petroquímicos	**Kt**	**1.137**	**(17,34)**	**1.376**
Europa	**Kt**	**976**	**(19,55)**	**1.214**
Básica	Kt	301	(33,10)	450
Derivada	Kt	676	(11,57)	764
Resto del Mundo	**Kt**	**161**	**(0,87)**	**162**
Básica	Kt	40	12,06	36
Derivada	Kt	121	(4,51)	127
GLP				
GLP comercializado	**Kt**	**1.388**	**0,58**	**1.380**
Europa	Kt	799	-	799
Resto del Mundo[5]	Kt	**589**	**1,52**	**580**

(1) Resto Ventas Mercado Nacional: incluye ventas a operadores y bunker.
(2) Exportaciones: se expresan desde el país de origen.
(3) M Tep significa millones de toneladas equivalentes de petróleo.
(4) Kt significa miles de toneladas.
(5) Esta cifra no incluye las ventas en Argentina realizadas por Repsol YPF Gas que ascendían a 94 miles de toneladas en el primer semestre de 2011 (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A"*).

Plan Estratégico de Repsol 2012-2016

El 29 de mayo de 2012, Repsol publicó mediante el correspondiente "hecho relevante" el Plan Estratégico del Grupo Repsol 2012-2016.

Repsol ha consolidado en los últimos años su estrategia de crecimiento que le ha permitido desarrollar nuevas áreas de negocio, diversificar su cartera de activos e incorporar proyectos claves que hoy respaldan su posicionamiento en el sector energético global.

Líneas estratégicas

La estrategia del Grupo Repsol se basa en 4 pilares:

1) Crecimiento del *Upstream*;
2) Maximizar el retorno del *Downstream* y el GNL (gas natural licuado);
3) Solidez financiera; y
4) Retribución competitiva a los accionistas.

1) Crecimiento del Upstream (Exploración y Producción)

El área de Exploración y Producción es el pilar del motor de crecimiento de Repsol, centrando sus inversiones en la actividad de exploración y en 10 proyectos clave, entre los que se incluyen algunos de los mayores éxitos exploratorios obtenidos por Repsol en los últimos años. Repsol focalizará sus actividades en estos 10 proyectos en Brasil, Estados Unidos, Rusia, España, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia.

2) Maximizar el retorno de Downstream y GNL

El área del *Downstream* (Refino, Marketing, Química y GLP) se ha transformado en un negocio generador de caja, una vez finalizados los proyectos ya operativos de ampliación de la refinería de Cartagena y de Petronor en Bilbao, que incrementaron la capacidad de conversión y la eficiencia operativa de Repsol.

Por su parte, el negocio del gas natural licuado (GNL) de Repsol, permitirá aprovechar la integración en toda la cadena de valor, con el objetivo de maximizar la rentabilidad de la cartera de activos de Repsol en las cuencas del Atlántico y del Pacífico.

3) Solidez financiera

La posición financiera de Repsol y las desinversiones en activos no estratégicos permitirán a Repsol autofinanciar las inversiones previstas en el Plan Estratégico 2012-2016.

4) Retribución competitiva a los accionistas

El último de los pilares estratégicos de Repsol es establecer una política competitiva de retribución a sus accionistas (véase epígrafe 20.7—"*Política de dividendos*").

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos

El plan estratégico de Repsol se centra en la optimización de los negocios estratégicos y el crecimiento orgánico rentable de los negocios y productos actuales del Grupo Repsol. No obstante, la actividad de

innovación y desarrollo de productos y mejora de procesos en las que el Grupo está comprometido está descrita en la sección *"Innovación y Tecnología"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2011 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Adicionalmente, en la sección *"Áreas de Negocio"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2011 (excluyendo lo desglosado en el apartado *"YPF"* de dicha sección), se describe la evolución de las actividades más significativas desarrolladas por Repsol y el potencial impacto en el portafolio de negocios del Grupo (nuevos procesos, principales descubrimientos, nuevos *plays* a desarrollar, calidad de productos, etc.).

6.2 Mercados principales

El Grupo Repsol, cuya sede social está en España, opera en todos los segmentos de la cadena de valor del sector de Petróleo y Gas (*Oil and Gas*) en más de 40 países.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 29—*"Información por segmentos"* de las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2011 y 2010 y en la sección *"Áreas de negocio"* del Informe de Gestión consolidado de los ejercicios 2011 y 2010, incluidos en las Secciones II.C) y II.D), respectivamente, del presente Documento de Registro.

Debido al proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., descrito en el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro, desde la fecha de la pérdida de control, YPF y Repsol YPF Gas se consideran actividades interrumpidas y han dejado de ser un segmento de negocio del Grupo Repsol y, asimismo, Argentina ha dejado de ser un mercado en el que el Grupo Repsol tenga una presencia significativa.

6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.

El Grupo Repsol está influido por los factores descritos en la Sección I *"Factores de Riesgo"* del presente Documento de Registro y por el *"Entorno macroeconómico"* al que hace referencia el Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro), y que se actualiza con lo descrito en el "*Entorno macroeconómico*" del Informe de Gestión intermedio correspondiente al primer semestre de 2012, incorporado en la Sección II.F) del presente Documento de Registro.

Por otro lado, el 7 de mayo de 2012, tras la correspondiente tramitación parlamentaria y publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina de la Ley de Expropiación, con entrada en vigor ese mismo día, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro).

La actividad del Grupo no se ha visto afectada por otros factores excepcionales distintos de los descritos anteriormente.

6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.

Salvo por las indicaciones que se recogen en la Sección I *"Factores de Riesgo"* relativas a la dependencia del Grupo Repsol a los contratos o permisos obtenidos en los diferentes negocios en los que opera, según el conocimiento de Repsol, S.A., el curso ordinario de las actividades empresariales

del Grupo Repsol no depende, ni está influenciado, significativamente, por patentes ni licencias, contratos industriales ni nuevos procesos de fabricación, así como tampoco por contratos mercantiles o financieros.

6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor

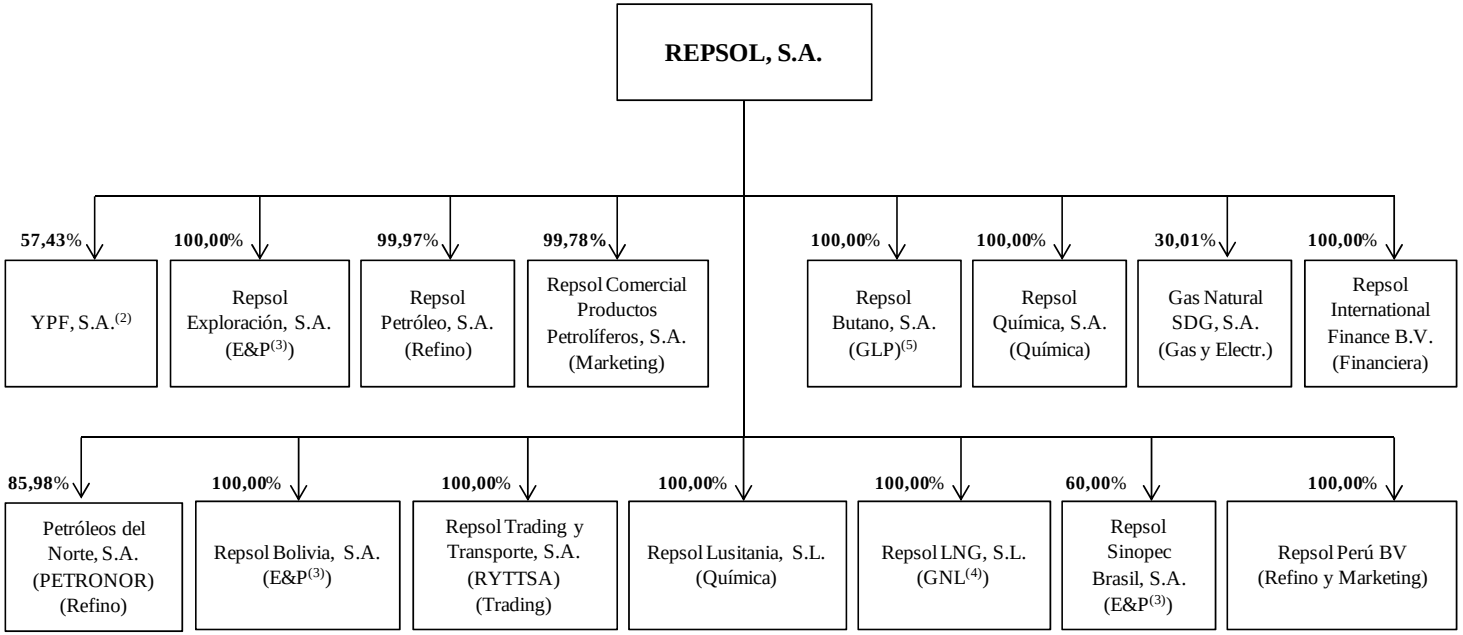
El presente Documento de Registro no incluye ninguna declaración relativa a la posición competitiva del Grupo Repsol.

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. es la sociedad matriz del Grupo Repsol. A continuación se incluye un organigrama resumen de la estructura del Grupo Repsol:

Principales sociedades del Grupo Repsol [(1)]



_____

(1) No existe diferencia entre el porcentaje de participación en el capital y los derechos de voto en las distintas sociedades salvo en el caso de YPF.

(2) Tras la pérdida de control de YPF, S.A., el Grupo únicamente puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 6,43% sobre el cual el Gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro). Asimismo, tras la ejecución de las garantías relacionadas con los préstamos concedidos por Repsol a Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A., Repsol puede también ejercer los derechos políticos correspondientes a las acciones que tiene como garantía del cumplimiento de dichos préstamos, representativas del 5,94% del capital social de YPF, S.A. (véase epígrafe 22—"*Contratos relevantes*").

(3) E&P: Exploración y Producción.

(4) GNL: Gas Natural Licuado.

(5) GLP: Gas Licuado del Petróleo.

7.2 Principales sociedades dependientes del emisor

La siguiente tabla contiene la información de las principales sociedades controladas, controladas conjuntamente y asociadas del Grupo Repsol a la fecha del presente Documento de Registro:

			% PARTICIPACIÓN TOTAL	
DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	% DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL	% DE PARTICIPACIÓN CONTROL[(1)]
Abastecimentos e Serviços de Aviaçao, Lda.	Portugal	P.E.	50,00	50,00
Agri Development, B.V.	Holanda	I.P.	6,00	10,00
Air Miles España, S.A.	España	P.E.	21,75	22,50
Akakus Oil Operation, B.V.	Holanda	P.E.	49,00	49,00
Algaenergy, S.A.	España	I.P.	20,01	20,01
Amodaimi Oil Company, Ltd.	Islas Bermudas	I.G.	100,00	100,00
Asfalnor, S.A.	España	I.G.	85,98	100,00
Asfaltos Españoles, S.A.	España	I.P.	49,99	50,00
Atlantic 1 Holdings, Llc.	EE.UU.	P.E.	20,00	20,00
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	I.P.	25,00	25,00
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	P.E.	22,22	22,22
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	I.P.	25,00	100,00
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	P.E.	22,22	100,00
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	P.E.	20,00	100,00
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	España	I.P.	25,00	25,00
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	P.E.	25,00	25,00
BP Trinidad & Tobago, Llc.	EE.UU.	I.P.	30,00	100,00
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	EE.UU.	I.P.	30,00	30,00
C.L.H. Aviación, S.A.	España	P.E.	10,00	100,00
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	P.E.	50,00	50,00
Calio Holdings, Llc.	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	I.G.	96,67	100,00
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	P.E.	32,14	33,25
Cardón IV, S.A.	Venezuela	I.P.	50,00	50,00
Caveant, S.A.	Argentina	I.G.	100,00	100,00
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	P.E.	39,00	39,00
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARBUESA)	España	I.G.	99,19	100,00
Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A.	España	P.E.	10,00	10,00
CSJC Eurotek–Yugra	Rusia	I.G.	100,00	100,00
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	I.P.	50,00	50,00
Duragas, S.A.	Ecuador	I.G.	100,00	100,00
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	I.P.	50,01	50,01
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	P.E.	49,99	49,99
Dynasol Gestión, S.A.	España	P.E.	50,00	50,00
Dynasol, Llc.	EE.UU.	P.E.	50,00	50,00
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	I.P.	45,00	45,00
Empresas Petrolera Maxus Bolivia, S.A.	Bolivia	I.G.	100,00	100,00
Enirepsa Gas Limited	Arabia Saudí	P.E.	30,00	30,00
Euro 24, S.L.	España	I.G.	96,67	100,00
Gas Natural SDG, S.A [(2)]	España	I.P.	30,01	30,01
Gas Natural West Africa S.L.	España	I.P.	72,00	100,00
Gastream México, S.A. de C.V.	México	I.G.	100,00	100,00
Gaviota RE, S.A.	Luxemburgo	I.G.	100,00	100,00

DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	% PARTICIPACIÓN TOTAL	
			% DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL	% DE PARTICIPACIÓN CONTROL[1]
General Química, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Gestâo e Administraçao de Postos de Abastemento, Unipessoal, Lda.–GESPOST	Portugal	I.G.	100,00	100,00
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	I.P.	48,34	50,00
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	I.G.	100,00	100,00
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	I.G.	100,00	100,00
Guará, B.V.	Holanda	P.E.	15,00	25,00
Hunt Pipeline Development Perú LP	EE. UU.	P.E.	44,68	72,34
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	I.P.	50,00	50,00
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	I.P.	50,00	100,00
Inch Cape Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	--	51,00	100,00
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	I.P.	51,00	51,00
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	I.P.	33,36	33,36
Noroil, S.A.	España	I.G.	67,67	70,00
Occidental de Colombia	EE.UU.	I.P.	25,00	25,00
OJSC Eurotek	Rusia	I.G.	100,00	100,00
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.	Ecuador	P.E.	29,66	100,00
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	P.E.	29,66	29,66
Orisol Corporación Energética, S.A.	España	I.P.	46,81	46,81
Pacific LNG Bolivia S.R.L. (en liquidación)	Bolivia	P.E.	37,50	37,50
Perú LNG, SRL	Perú	P.E.	20,00	100,00
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	I.G.	85,98	85,98
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Venezuela	I.P.	40,00	40,00
Polidux, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	I.P.	60,00	60,00
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	I.G.	51,03	51,03
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	España	I.P.	65,01	100,00
Repsol-Produçao de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	I.G.	66,67	66,67
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	I.G.	100,00	100,00
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	I.G.	100,00	100,00
Repsol Butano, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	I.G.	100,00	100,00
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	I.G.	100,00	100,00
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	I.G.	96,67	99,78
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	I.G.	51,03	100,00
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Directo, Lda.	Portugal	I.G.	100,00	100,00
Repsol Directo, S.A.	España	I.G.	96,67	100,00
Repsol E & P Canada ,Ltd.	Canadá	I.G.	100,00	100,00
Repsol E & P Eurasia, LLc.	Rusia	I.G.	99,99	99,99
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	I.G.	100,00	100,00
Repsol E & P USA, Inc.	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	I.G.	100,00	100,00
Repsol Energy North America Corporation	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00

DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	% PARTICIPACIÓN TOTAL	
			% DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL	% DE PARTICIPACIÓN CONTROL[1]
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Liberia, BV	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	I.G.	100,00	100,00
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	I.G.	100,00	100,00
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	I.G.	100,00	100,00
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Investeringen, BV	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Italia, SpA	Italia	I.G.	100,00	100,00
Repsol LNG Holdings, S.A. (antes Repsol Exploración Trinidad, S.A.)	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol LNG Port Spain, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	I.G.	100,00	100,00
Repsol LNG, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Louisiana Corporation	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Repsol Lusitania, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	P.E.	99,96	99,96
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	I.G.	100,00	100,00
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol New Energy Ventures, S.A.	España	I.G.	99,97	100,00
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	I.G.	100,00	100,00
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Offshore E & P, Inc.	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Repsol Overzee Financien, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Petróleo, S.A.	España	I.G.	99,97	99,97
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	I.G.	100,00	100,00
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	I.G.	100,00	100,00
Repsol Química, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Services Company	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	I.P.	60,01	100,00
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	I.P.	60,01	60,01
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	I.G.	100,00	100,00
Repsol USA Holdings Corporation	EE.UU.	I.G.	100,00	100,00
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	I.G.	100,00	100,00

DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	% PARTICIPACIÓN TOTAL	
			% DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL	% DE PARTICIPACIÓN CONTROL[1]
Repsol Capital, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Chile, S.A (inactiva)	Chile	I.G.	100,00	100,00
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	I.G.	99,85	100,00
Repsol Comercial del Perú, S.A.	Perú	I.G.	99,85	99,85
Repsol Cuba, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol E & P Bolivia, S.A.	Bolivia	I.G.	100,00	100,00
Repsol Ecuador, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	I.G.	100,00	100,00
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	I.G.	99,97	100,00
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	I.G.	100,00	100,00
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Perú, B.V.	Holanda	I.G.	100,00	100,00
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading S.A.	España	I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading USA Corporation.	EE.UU	I.G.	100,00	100,00
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	I.G.	100,00	100,00
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	I.G.	100,00	100,00
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	I.G.	100,00	100,00
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	I.G.	100,00	100,00
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	I.G.	99,98	100,00
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	I.P.	49,99	50,00
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	I.G.	100,00	100,00
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	P.E.	25,00	25,00
Sociedade Açoreana de Armazenagen de Gas, S.A.	Portugal	P.E.	25,07	25,07
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Solred, S.A.	España	I.G.	96,67	100,00
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	I.G.	100,00	100,00
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Terminales Canarios, S.L.	España	I.P.	48,24	50,00
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	I.G.	100,00	100,00
Transierra S.A.	Bolivia	P.E.	21,77	44,50
Transportadora de Gas de Perú, S.A.	Perú	P.E.	10,00	22,38
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	I.P.	9,38	25,00
Tucunaré Empreendimentos e Participaçoes, Ltda.	Brasil	I.G.	100,00	100,00
Vía Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	I.G.	100,00	100,00
Windplus S.A.	España	I.P.	31,00	31,00
YPFB Andina, S.A.	Bolivia	I.P.	48,92	48,92
Zhambai LLP	Kazakhstan	P.E.	25,00	25,00

Nota: Método de consolidación:

- I.G.: Integración global.
- I.P.: Integración proporcional.
- P.E.: Puesta en equivalencia.

(1) Porcentaje correspondiente a la participación de las sociedades matrices sobre la filial.

(2) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com).

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro Nota 7—"*Inmovilizado material"* y Nota 34—"*Pasivos contingentes y compromisos"*. La composición del inmovilizado material neto a 30 de junio de 2012 y a 31 de diciembre de 2011 se muestra en la tabla siguiente:

	30/06/12		31/12/11
INMOVILIZADO MATERIAL	**(millones €)**	**Var. (%)**	**(millones €)**
Terreno, Edificios y otras construcciones	1.789	(16,40)	2.140
Maquinaria e instalaciones	14.896	(3,33)	15.409
Inversión zonas con reservas	6.930	(45,42)	12.698
Otros costes de exploración	1.065	5,45	1.010
Elementos de transporte	1.495	(3,98)	1.557
Otro inmovilizado material	504	(23,64)	660
Inmovilizado en curso	1.391	(57,66)	3.285
TOTAL	**28.070**	**(23,64)**	**36.759**

Las principales variaciones entre los importes del inmovilizado material a 30 de junio de 2012 y a 31 de diciembre de 2011 se deben fundamentalmente a la desconsolidación de YPF como consecuencia proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia"*).

A 30 de junio de 2012 y a 31 de diciembre de 2011, no existían gravámenes significativos sobre el inmovilizado material del Grupo.

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO

9.2 Resultados de explotación

9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado *"Áreas de negocio"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2011 (excluyendo lo desglosado en el apartado *"YPF"* de dicho apartado) y se complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I *"Factores de Riesgo"* del presente Documento de Registro. En particular, en cuanto a las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. objeto de expropiación por parte del Gobierno de la República de Argentina, véase el factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*" incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

Al margen de lo referido anteriormente, no ha habido ningún acontecimiento significativo inusual o nuevo que haya afectado de manera importante a los ingresos de Repsol

9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor

Véanse epígrafes 6.1 y 20.1 del presente Documento de Registro y el apartado "*Resultado*" del Informe de Gestión intermedio, que se incorpora en la Sección II.F) del presente Documento de Registro. En particular, en cuanto a las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A., y Repsol YPF Gas, S.A., objeto de expropiación por parte del Gobierno de la República de Argentina, véase el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado *"Entorno macroeconómico"* y en el apartado "*Factores de riesgo"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2011 y en el apartado *"Entorno macroeconómico"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2010 (véase Sección II.C) y II.D) del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza y complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I ("*Factores de Riesgo"*) del presente Documento de Registro. En particular, en cuanto a las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., objeto de expropiación por parte del Gobierno de la República de Argentina, véase el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

Al margen de lo anterior, no ha habido ningún factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, haya afectado de manera importante a las operaciones de Repsol.

10. RECURSOS FINANCIEROS

10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2011 y 2010 (véase Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro): Nota 12—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*, Nota 15—*"Patrimonio neto"*, Nota 19—*"Pasivos financieros"*, Nota 20—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"*, Nota 21—*"Operaciones con derivados"*, Nota 22—*"Otros pasivos no corrientes"*, Nota 23—*"Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar"*, Nota 27—*"Ingresos y gastos financieros"* y Nota 28—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación"*, así como en el apartado *"Situación Financiera"* de los informes de gestión consolidados correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010. Esta información se complementa y actualiza con la facilitada a continuación.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta, concepto descrito en la Nota 20.2—*"Gestión del Capital"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 y en el apartado *"Situación financiera"* del Informe de Gestión consolidado, durante los ejercicios de 2011, 2010 y 2009, que se recogen en la Sección II.C) y II.D) del presente Documento de Registro. Esta información financiera incluye la participación del Grupo en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A. consolidada por integración global (véase factor de riesgo *"Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas"* en la Sección I del presente Documento de Registro y epígrafe 20.1—*"Información financiera histórica"*).

DEUDA FINANCIERA NETA	31/12/11	31/12/10	31/12/09
		(millones €)	
Deuda neta al inicio del periodo	**7.224**	**10.928**	**3.481**
EBITDA	(8.440)	(9.196)	(6.749)
Variación del fondo de maniobra comercial	2.239	1.693	590
Inversiones[(1)]	6.207	5.091	8.964
Desinversiones[(2)]	(1.004)	(4.483)	(1.037)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.686	806	1.935
Operaciones de autocartera	2.557	--	(230)
Efectos tipo de cambio	13	617	125
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control[(3)]	(2.327)	(489)	--
Impuestos pagados	1.784	1.627	1.168
Variación del perímetro de consolidación[(4)]	71	(372)	1.809
Cancelación de acciones preferentes emitidas en dólares	535	--	--
Intereses y otros movimientos	1.118	1.002	872
Deuda neta al cierre del periodo	**11.663**	**7.224**	**10.928**

(1) En 2011, 2010 y 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 48, 15 y 39 millones de euros, respectivamente, no reflejadas en esta tabla.

(2) Igualmente, en 2011, 2010 y 2009 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 39, 88 y 56 millones de euros, respectivamente.

(3) Corresponde a las ventas de participación en YPF llevadas a cabo en los ejercicios 2010 y 2011.

(4) En 2010 corresponde principalmente a la desconsolidación de la deuda de Refap tras la venta de dicha sociedad, mientras que en 2009 corresponde principalmente a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa tras la adquisición de la compañía por Gas Natural Fenosa.

El ratio de la deuda neta sobre el capital empleado al 31 de diciembre de 2011, 2010, y 2009 se situó en el 27,8%, 19,5% y 30,3%, respectivamente. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, dicho ratio se hubiera situado en el 35,4%, 29,7% y 40% respectivamente.

A continuación se muestra la evolución de la deuda financiera neta durante el primer semestre de 2012 en la que se reflejan los efectos de la pérdida de control del Grupo Repsol en YPF y Repsol YPF Gas (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* y epígrafe 20.6.1 A) *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF y Repsol YPF Gas"*):

DEUDA FINANCIERA NETA	30/06/12 (millones €)
Deuda neta al inicio del periodo	**11.663**
Eliminación deuda neta YPF y Repsol YPF Gas a 31de diciembre de 2011	(1.939)
EBITDA	(3.331)
Variación del fondo de maniobra comercial	139
Inversiones(1)	1.854
Desinversiones(1)	(200)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	685
Operaciones de autocartera	(1.313)
Efectos tipo de cambio	(109)
Impuestos pagados	637
Intereses y otros movimientos	508
Efectos asociados a los préstamos de Petersen(2)	**1.366**
Deuda neta al cierre del periodo	**9.960**

(1) En el periodo enero-junio 2012 existen inversiones de carácter financiero por importe de 9 millones de euros y desinversiones de carácter financiero por importe de 195 millones de euros, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye una provisión por importe de 1.402 millones de euros y los resultados financieros relacionados con los préstamos concedidos al grupo Petersen hasta el momento de la pérdida de control.

La deuda financiera neta del Grupo Consolidado al final del primer semestre 2012 fue de 9.960 millones de euros, frente a 11.663 millones de euros al cierre de 2011. La deuda neta mencionada al cierre de diciembre 2011 incluía la deuda aportada por YPF y por Repsol YPF Gas, y que ascendía a 1.939 millones de euros. Sin tener en cuenta esta aportación la deuda neta en dicha fecha hubiera ascendido a 9.724 millones de euros que, comparada con la deuda neta a 30 de junio de 2012, supone un aumento en el semestre de 236 millones de euros. La evolución de la deuda en el periodo se ha visto influida por la provisión registrada por el préstamo concedido al grupo Petersen para la adquisición de YPF, que ha ascendido a 1.402 millones de euros (ver epígrafe 20.6.1 A) *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*).

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer semestre 2012 para el grupo consolidado se situó en un 24,5%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 32,4%. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 28,6% y 37,9%, respectivamente.

El EBITDA generado en el primer semestre de 2012, que ha ascendido a 3.331 millones de euros, ha permitido cubrir el desembolso de las inversiones, el leve incremento del fondo de maniobra, los impuestos pagados y los intereses del periodo.

Asimismo, en la tabla siguiente se desglosa la composición del fondo de maniobra a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009. Esta información incluye la participación del Grupo en YPF y en Repsol YPF Gas consolidada por integración global (véase factor de riesgo *"Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas"* en la Sección I del presente Documento de Registro y epígrafe 20.1—"*Información financiera histórica*").

FONDO DE MANIOBRA	31/12/11 (millones €) Datos auditados	Var. 11-10 (%)	31/12/10 (millones €) Datos auditados	Var. 10-09 (%)	31/12/09 (millones €) Datos auditados
Existencias	7.278	24,69	5.837	37,89	4.233
Cuentas a cobrar y otros activos corrientes	9.442	10,19	8.569	26,52	6.773
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	6.555	13,11	5.795	24,78	4.644
Activos por impuesto corriente	520	40,92	369	67,73	220
Otros deudores y otros activos corrientes	2.367	(1,58)	2.405	25,98	1.909
Acreedores y otras cuentas a pagar	11.635	7,20	10.854	35,22	8.027
Proveedores	4.757	4,80	4.539	30,02	3.491
Otros acreedores	6.522	17,51	5.550	34,48	4.127
Pasivos por impuesto corriente	356	(53,46)	765	87,04	409
Provisiones corrientes	452	11,18	404	43,26	282
Total Fondo de Maniobra operativo	**4.633**	**47,17**	**3.148**	**16,72**	**2.697**
Otros activos financieros corrientes	674	(1,46)	684	(4,07)	713
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.677	(58,48)	6.448	179,38	2.308
Pasivos financieros corrientes	4.985	14,28	4.362	24,66	3.499
Total Fondo de Maniobra financiero	**(1.634)**	**(158,99)**	**2.770**	**679,50**	**(478)**
Total Fondo de Maniobra	**2.999**	**(49,32)**	**5.918**	**166,70**	**2.219**

A continuación se desglosa la composición del fondo de maniobra a 30 de junio de 2012 y a 31 de diciembre de 2011. Las variaciones del fondo de maniobra operativo entre ambas fechas corresponden principalmente a los efectos de la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas tras la pérdida de control (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*):

FONDO DE MANIOBRA	30/06/12 (millones €) Datos con revisión limitada	Var. (%)	31/12/11 (millones €) Datos auditados
Existencias	5.639	(22,52)	7.278
Cuentas a cobrar y otros activos corrientes	7.935	(15,96)	9.442
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	5.933	(9,49)	6.555
Activos por impuesto corriente	360	(30,77)	520
Otros deudores y otros activos corrientes	1.642	(30,63)	2.367
Acreedores y otras cuentas a pagar	8.358	(28,17)	11.635
Proveedores	3.904	(17,93)	4.757
Otros acreedores	4.131	(36,66)	6.522
Pasivos por impuesto corriente	323	(9,27)	356
Provisiones corrientes	183	(59,51)	452
Total Fondo de Maniobra operativo	**5.033**	**8,63**	**4.633**
Otros activos financieros corrientes	473	(29,82)	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.953	47,67	2.677
Pasivos financieros corrientes	3.020	(39,42)	4.985
Total Fondo de Maniobra financiero	**1.406**	**(186,05)**	**(1.634)**
Total Fondo de Maniobra	**6.439**	**114,70**	**2.999**

A modo informativo los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación consolidado a 30 de junio de 2012 eran los siguientes:

	Fecha Vencimiento						
	2012	2013	2014	2015	2016	Siguientes	Total
30/06/2012	(millones €)						
Proveedores	3.904	--	--	--	--	--	3.904
Otros acreedores	4.131	--	--	--	--	--	4.131
Préstamos y otras deudas financieras[(1)]	1.495	3.384	3.436	1.780	1.723	5.084	16.903
Acciones preferentes[(1)(2)]	106	148	148	148	140	3.180	3.870
Derivados	34	25	64	23	15	106	267

Nota: Los importes mostrados corresponden a los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los registrados en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" del balance de situación consolidado a 30 de junio de 2012, incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Esta información se ha elaborado bajo la hipótesis de que las preferentes en euros son perpetuas y se cancelarán con posterioridad a 2016. En el período "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los valores. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería

Véanse epígrafes 20.1 y 20.6 del presente Documento de Registro.

10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.

El 16 de abril de 2012, el Gobierno de la República Argentina aprobó el Decreto de Intervención, efectivo desde el mismo día de su aprobación, que dispuso la intervención temporal de YPF, S.A por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF, S.A. con todas las facultades de su Consejo de Administración. El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a Repsol YPF Gas, S.A.

El 7 de mayo de 2012, tras la correspondiente tramitación parlamentaria y publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina de la Ley de Expropiación, con entrada en vigor ese mismo día, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro).

Adicionalmente, actualmente no existe para Repsol, S.A. ninguna otra restricción a la utilización de sus recursos de capital que pudiera afectar de manera significativa a sus operaciones presentes o futuras. No obstante, véase la Sección I (*"Factores de Riesgo"*) del presente Documento de Registro.

10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.

Repsol financiará sus inversiones futuras y su inmovilizado principalmente con la generación de ingresos de sus actividades de negocio, la desinversión de otros activos, operaciones en los mercados de capitales y con financiación bancaria.

Todo ello dependerá de las condiciones de mercado que se den en cada momento, de la evolución de tipos de interés y siempre en función de las necesidades financieras reales que tenga Repsol y del tipo de deuda que más se adapte a dichas necesidades en cada momento.

A 30 de junio de 2012, el importe total de efectivo, líneas de crédito disponibles e inversiones financieras del Grupo Repsol ascendía a 10.936 millones de euros.

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado "*Entorno macroeconómico*" del Informe de Gestión intermedio, que se incorpora en la Sección II.F) del presente Documento de Registro.

Desde el 30 de junio de 2012 hasta la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no tiene constancia de que se haya producido ninguna tendencia reciente significativa.

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.

Sin perjuicio de la información que se recoge la Nota 34—"*Pasivos contingentes y compromisos*" de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011, en el epígrafe 20.8—"*Procedimientos judiciales y de arbitraje*" del presente Documento de Registro, así como en el apartado *"Áreas de negocio"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2011 (excluyendo lo desglosado en el apartado *"YPF"* de dicho apartado) incluidos en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, los principales factores que podrían tener una incidencia en las perspectivas del Grupo Repsol son aquellos contenidos en la Sección I *"Factores de Riesgo"*. En relación con las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., objeto de expropiación por parte del Gobierno de la República de Argentina, véase el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, así como los efectos de dicho proceso de expropiación en los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012 incluidos en el epígrafe 20.6.1.A) y en la Sección II.F) del presente Documento de Registro.

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

El presente Documento de Registro no incluye previsiones o estimaciones de beneficios futuros.

13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones

No procede.

13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.

No procede.

13.3 Previsión o estimación de los beneficios

No procede.

13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida

No procede.

14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo.

La información relativa a este epígrafe se recoge, parcialmente, en los apartados B.1.1 a B.1.8 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2011 que, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (la **"LSC"**), forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro), así como en el Anexo III de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011. Esta información se complementa y/o actualiza con lo que se recoge a continuación.

A) Consejo de Administración

A continuación se detalla la composición del Consejo de Administración de Repsol, S.A. a la fecha del presente Documento de Registro, indicando el cargo ejercido por cada uno de los miembros del Consejo.

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter del Consejero	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha de último nombramiento
Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Ejecutivo	--	15/04/2011
Juan Abelló Gallo.....	Vicepresidente	Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	15/04/2011
Isidre Fainé Casas	Vicepresidente	Dominical	Caixabank, S.A.	31/05/2012
Paulina Beato Blanco	Vocal	Independiente	--	30/04/2010
Artur Carulla Font(1)	Vocal	Independiente	--	30/04/2010
Luis Carlos Croissier Batista.....	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
Javier Echenique Landiríbar.....	Vocal	Independiente	--	30/04/2010
Mario Fernández Pelaz.....	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente	--	14/05/2009
José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	15/04/2011
Juan María Nin Génova.....	Vocal	Dominical	Caixabank., S.A.	31/05/2012
Pemex Internacional España, S.A.(2) .	Vocal	Dominical	Petróleos Mexicanos	30/04/2010
Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente	--	30/04/2010
Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Consejero y Secretario	Ejecutivo	--	14/05/2009

(1) Por acuerdo del Consejo de Administración, D. Artur Carulla ha sido designado Consejero Independiente Coordinador, con las funciones de (i) solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente; (ii) solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración; (iii) coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos; (iv) dirigir la evaluación por el Consejo del Presidente de este órgano; y (v) convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.

(2) Representada por Alejandro Pérez Galindo.

La dirección profesional de todos los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. es, a estos efectos, Calle Méndez Álvaro, 44, Madrid.

Seguidamente se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y de las personas físicas designadas por los consejeros personas jurídicas para representarles. Asimismo, se incluye el detalle de las empresas o asociaciones de las que los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. han sido, en cualquier momento durante los últimos 5 años, miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión o socios.

Antonio Brufau Niubó

Mollerussa (Lleida), 1948. Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona y Máster por el IESE. Inició su trayectoria profesional en Arthur Andersen, donde llegó a ser Socio Director de Auditoría. En 1988 ingresó en la Caixa como Director General Adjunto. Entre 1999 y 2004 ocupó el cargo de Director General del Grupo la Caixa y entre 1997 y 2004 fue Presidente del Grupo Gas Natural.

En su larga trayectoria empresarial, Antonio Brufau ha formado parte de distintos consejos, entre ellos los de Enagás, Abertis, Aguas de Barcelona, Colonial, Suez, y de Caixa Holding, así como de CaixaBank France y de CaixaBank Andorra. Hasta diciembre de 2005 fue el único miembro español en el Comité Ejecutivo de la Cámara de Comercio Internacional (ICC). En julio de 2002 fue nombrado presidente del Círculo de Economía de Barcelona, cargo que ocupó hasta julio de 2005. Asimismo ha sido Presidente de Comupet Madrid 2008, S.L. y de YPF, S.A.

Actualmente es Vicepresidente de Gas Natural SDG, S.A. y Presidente de la Fundación Repsol. Asimismo es Miembro del European Round Table of Industrialists (ERT), Miembro del Consejo Asesor de CEIM Confederación Empresarial de Madrid - CEOE, Presidente del Consorcio Interinstitucional GLOBALeida, Miembro de la Asociación Española de Directivos y del Círculo de Economía, Patrono de la Fundación Privada Instituto Ildefons Cerdá y Patrono de la Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos).

El Sr. Brufau fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 23 de julio de 1996, posteriormente ratificado por la Junta General de Accionistas de 6 de junio de 1997 y reelegido por las Juntas Generales de Accionistas celebradas el 24 de marzo de 1999, el 4 de abril de 2003, el 9 de mayo de 2007 y el 15 de abril de 2011. Desde octubre de 2004 es presidente de Repsol, S.A.

Juan Abelló Gallo

Madrid, 1941. Licenciado en Farmacia, Doctor y Académico de Número de la Real Academia de Farmacia. Ha sido Presidente de Fábrica de Productos Químicos y Farmacéuticos Abelló, S.A., Antibióticos, S.A., La Unión y el Fénix Español y Airtel (hoy Vodafone), Vicepresidente del Banco Español de Crédito, SCH y Unión Fenosa, S.A., Consejero del Banco Central, Presidente de RTL Group, Consejero del Banco Santander Central Hispano, S.A., Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A., Instituto Sectorial de Promoción y Gestión de Empresas, S.A., Grupo Banca Leonardo y Zed Worldwide. Ha sido condecorado con la Gran Cruz de la Orden del Mérito Civil, el Premio Juan Lladó y nombrado Empresario del año por la Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid en 1997.

Actualmente es Presidente de Torreal, S.A. y Alcaliber, S.A. (en representación de Nueva Compañía de Inversiones, S.A.); Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A. (en representación de Nueva Compañía de Inversiones, S.A.) y CVNE (en representación de Austral, B.V.)

El Sr. Abelló fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de noviembre de 2006, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Isidre Fainé Casas

Manresa (Barcelona), 1942. Doctor en Ciencias Económicas, ISMP en *Business Administration* por la Universidad de Harvard y diplomado en Alta Dirección por el IESE. Además, es Académico Numerario de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras y de la Real Academia de

Doctores. Inició su carrera profesional en banca como Director de Inversiones en el Banco Atlántico, en 1964, para posteriormente incorporarse, en 1969, como Director General del Banco de Asunción en Paraguay. A continuación, regresó a Barcelona para ocupar diferentes cargos de responsabilidad en varias entidades financieras: Director de Personal de Banca Riva y García (1973), Consejero y Director General de Banca Jover (1974) y Director General de Banco Unión, S.A. (1978). En 1982 se incorporó a la Caixa como Subdirector General, ocupando diversos cargos de responsabilidad. A principios de 1985 fue nombrado Director General Adjunto Ejecutivo y en 1999 Director General de la entidad.

Actualmente es Presidente de "la Caixa", Vicepresidente de Abertis Infraestructuras, S.A., Vicepresidente de Telefónica, S.A., Presidente de Caixabank, S.A., Presidente de CECA (Confederación Española de Cajas de Ahorros) y Presidente de la Fundación "la Caixa". También es Vicepresidente de Sociedad General de Aguas de Barcelona y Consejero de The Bank East of Asia, Limited y Criteria Ciaxaholding, S.A.

El Sr. Fainé fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2012.

Paulina Beato Blanco

Córdoba, 1946. Doctora en Economía por la Universidad Complutense de Madrid y por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. Asimismo, es Asesora de la Secretaría General Iberoamericana y profesora de Análisis Económico en varias universidades. Actualmente es Miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.

La Sra. Beato fue nombrada Consejera de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificada y nombrada por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006 y reelegida por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

Artur Carulla Font

Barcelona, 1948. Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia, S.L. donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L., Reserva Mont-Ferrat, S.A., Consejero y Secretario de Arbora & Ausonia, S.L.U. y Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluis Carulla y de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y del FUOC (Fundació per a la Universitat Oberta de Catalunya). Asimismo, es socio de Agrolimen, S.A.

El Sr. Carulla fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

Luis Carlos Croissier Batista

Arucas (Las Palmas), 1950. Ha sido profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la CNMV. Asimismo, ha sido Consejero de Jazztel P.l.c., High Tech Hotels & Resorts, S.A. y Begar, S.A. Actualmente es, Consejero de Adolfo Domínguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A., Grupo Copo de Inversiones, S.A. y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

El Sr. Croissier fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Ángel Durández Adeva

Madrid, 1943. Licenciado en Ciencias Económicas, profesor mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Ha sido Consejero de Responsable Consultores y de Gestevisión Telecinco, S.A. Actualmente es Consejero de Mediaset España Comunicación, S.A. y miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

El Sr. Durández fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Javier Echenique Landiríbar

Pamplona (Navarra), 1951. Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos, Director General del Grupo BBVA y Consejero de Abertis. Actualmente es Presidente del Banco Guipuzcoano, Vicepresidente del Banco Sabadell, Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A. en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

El Sr. Echenique fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

Mario Fernández Pelaz

Bilbao, 1943. Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto, en su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias

Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Actualmente es Presidente de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa) y Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A. y es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.

María Isabel Gabarró Miquel

Barcelona, 1954. Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. Actualmente es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

La Sra. Gabarró fue nombrada Consejera de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2009.

José Manuel Loureda Mantiñán

Betanzos (La Coruña), 1939. Ingeniero de Caminos canales y Puertos. En 1965 comienza su carrera profesional en Ferrovial donde ocupó diversos puestos. Fundador de Sacyr, donde fue Consejero Delegado hasta el año 2000, y Presidente hasta 2003. De 2003 a 2004, y tras la fusión de Sacyr con Vallehermoso, fue Presidente del Grupo Sacyr Vallehermoso. Asimismo, ha sido miembro del Consejo de Administración de Autopista Vasco Aragonesa Concesionaria Española, S.A. e Itínere Infraestructuras, S.A. Actualmente, es Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A. (en representación de Prilou, S.L.), Presidente de Valoriza Gestión, S.A. y Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Sacyr, S.A.U., Somague S.G.P.S., S.A. y Hoteles Bisnet.

El Sr. Loureda fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 31 de enero de 2007, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Juan María Nin Génova

Barcelona, 1953. Abogado economista por la Universidad de Deusto y Master of Laws por la London School of Economics and Political Sciences. Inició su carrera profesional como Director de Programas con el Ministro para las Relaciones con las Comunidades Europeas (1978-1980). Se incorporó en el sector financiero, en el antiguo Banco Hispano Americano, en 1980, como Director en Internacional, para pasar posteriormente a Banca Corporativa y Banca Comercial. En 1992, tras constituirse el Banco Central Hispano, fue nombrado Director General y Territorial de Cataluña y, dos años más tarde, Director General de Banca Comercial y Miembro de la Comisión Directiva del banco. Tras fusionarse esta entidad con el Santander, pasó a ocupar el cargo de Director General de Banca Comercial y, posteriormente, de Empresas del Santander Central Hispano, formando parte de la Comisión Directiva del banco. Cuatro años después, en el 2002, se incorporó a Banco Sabadell como Consejero Delegado, cargo que actualmente ya no desempeña. Cuenta con una larga carrera profesional en banca comercial, internacional y corporativa, así como una gran experiencia en la gestión de fusiones y adquisiciones de bancos. Asimismo, ha ocupado diferentes cargos como Consejero en empresas industriales y de servicios, y ha sido Presidente de BancSabadell Vida y Presidente de Ibersecurities. Actualmente es Director General de “la Caixa”, Vicepresidente de la Fundación “la Caixa”, Vicepresidente de CaixaBank, S.A., Vicepresidente de Criteria CaixaHolding, S.A., Consejero de VidaCaixa Grupo, S.A., Gas Natural SDG, S.A., Banco BPI, S.A., Erste Group Bank, A.G. y Grupo Financiero Inbursa,

S.A.B. de C.V., miembro del Consejo de la Universidad de Deusto and Deusto Business School, miembro de la Junta Directiva del Círculo Ecuestre y miembro del Consejo Académico de la APD (Asociación para el Progreso de la Dirección), Patrono de la Fundación Esade Business School, Patrono de la Fundación Federico García Lorca, la Fundación Consejo España-Estados Unidos, Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos), Fundación Aspen Institute España y miembro del Consejo de Estrategía Global de la Fundación para la Universitat Oberta de Catalunya (FUOC), Vicepresidente de la Fundación Consejo España-India, miembro del Grupo Económico del Foro España-China.

El Sr. Nin fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2012.

Alejandro Pérez Galindo (representante de Pemex International España, S.A.)

La sociedad Pemex Internacional España, S.A. fue nombrada Consejera de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 26 de enero de 2004, posteriormente ratificada por la Junta General de Accionistas el 31 de marzo de 2004 y reelegida por las Juntas Generales de Accionistas el 16 de junio de 2006 y el 30 de abril de 2010.

Henri Philippe Reichstul

París (Francia), 1949. Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de postgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobras. Asimismo ha sido miembro del Consejo de TAM Linhas Aéreas, S.A., Holding Vivo, Grupo Pão de Açúcar y Ashmore Energy International. Actualmente es Miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroën, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole, miembros de los Consejos de Administración de Gafisa y Foster Wheeler y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible y socio de SRL Empreendimentos Ltda, SRL Comércio e Participações Ltda, G&R Gestão Empresarial Ltda., HPR Participações Ltda., ATINA-Ind. e Com. de Ativos Naturais, S.A., Bocaina do Sul Participaçoes S.A., Reichstul & Associates Ltd. y Brenco Holding, S.A.

El Sr. Reichstul fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010.

Luis Suárez de Lezo Mantilla

Madrid, 1951. Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense y Abogado del Estado (en excedencia). Abogado especializado en Derecho Mercantil y Administrativo. Fue Director de Asuntos Jurídicos de Campsa hasta el final del monopolio de petróleos y ha ejercido como profesional liberal, singularmente en el sector de la energía. Asimismo, ha sido Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH) y de YPF, S.A. Actualmente es Consejero de Gas Natural SDG, S.A. y Repsol–Gas Natural LNG, S.L., Vicepresidente de la Fundación Repsol y miembro de la Comisión de Medioambiente y Energía de la Cámara de Comercio Internacional (ICC).

El Sr. Suárez de Lezo fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 2 de febrero de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de

Accionistas el 31 de mayo de 2005 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2009.

B) Altos Directivos

A efectos de información en este apartado y en el apartado 15.1 siguiente, Repsol considera "Alto Directivo" o "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable al Grupo (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto, por el que se regula la relación laboral de carácter especial del personal de alta dirección), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

Los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol a la fecha del presente Documento de Registro son los siguientes:

Nombre	**Cargo**
Antonio Brufau Niubó	Presidente Ejecutivo Repsol, S.A.
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Director General de Negocios
Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo (CFO)
Pedro Fernández Frial	Director General Estrategia y Control
Cristina Sanz Mendiola	Directora General de Personas y Organización
Luis Suárez de Lezo Mantilla	Consejero Secretario General y del Consejo
Begoña Elices García	Directora General de Comunicación y Gabinete de la Presidencia
Josu Jon Imaz San Miguél	Director General Área Industrial y Nuevas Energías
Luis Cabra Dueñas	Director General Exploración y Producción

A continuación se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Comité de Dirección de Repsol que no forman parte del Consejo de Administración:

Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Madrid. Técnico Comercial y Economista del Estado desde 1981. Cuenta con una amplia trayectoria profesional en el sector energético y, particularmente, en Repsol. Como Subdirector General de Petróleo y Gas, en el Ministerio de Industria, participó en las negociaciones para la entrada de España en el Mercado Común Europeo y en la adaptación del Monopolio Español de Petróleo (CAMPSA), así como en el desarrollo de la industria del gas en España.

Entre los años 1987 y 1991 ocupó los puestos de Director Comercial del INH (Instituto Nacional de Hidrocarburos), Director General de Marketing de Repsol Petróleo, Director General Comercial de Repsol, S.A. y, en diciembre de 1991, fue nombrado Vicepresidente Ejecutivo de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, cargo que desempeñó hasta su nombramiento, en mayo de 1996, como Secretario de Estado de Energía y Recursos Minerales en el Ministerio de Industria y Energía.

En 2003, tras su vuelta a Repsol, fue nombrado Director Corporativo de Servicios Compartidos. Desde el 2005 se desempeñó en el cargo de Director General de *Upstream*, posición que compatibilizó con el de Presidente del Consejo de Administración de Repsol Sinopec Brasil desde finales de 2010.

En la actualidad, desempeña el cargo de Director General de Negocios de Repsol y es miembro del Comité de Negocios.

Asimismo, ha sido Administrador solidario de Repsol LNG, S.L., y Consejero de Alliance Oil Company Limited y Vocento. Actualmente es Vicepresidente de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.,

Administrador solidario de Repsol Exploración Argelia, S.A., Repsol Exploración Guinea, S.A., Repsol Exploración Murzuq, S.A., Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., Repsol Oriente Medio, S.A. y Repsol Exploración Sierra Leona, S.L., Consejero de Repsol Exploración, S.A., Consejero de Eolia Renovables de Inversiones, S.C.R., S.A. y Patrono de la Fundación Repsol.

Miguel Martínez San Martín

Ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y especialista en sistemas de información financiera.

Ha sido Auditor Gerente de Arthur Andersen, Director Económico Financiero de empresas de Elosua y Page Ibérica.

En 1993 se incorporó a Repsol como Director Económico Financiero de Refino y Repsol Comercial, donde también ha ocupado la Dirección de gestión de la red propia de Campsared. Fue Director de las Estaciones de Servicio de Repsol YPF en Europa y Director General de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Repsol.

En 2007 fue nombrado Director General de Operaciones de la compañía. Actualmente, desempeña el cargo de Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

Pedro Fernández Frial

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y diplomado PDD por el Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (IESE).

Inició su carrera en el Grupo Repsol en 1980, en el área de Refino. En 1992 se incorporó a la Dirección de Planificación y Control del Grupo con responsabilidad en la planificación del negocio del gas. En 1994 fue nombrado Director de Planificación y Control del área Química. En 2002 fue nombrado máximo responsable de esta área. En 2003 fue designado Director Corporativo de Planificación y Control del Grupo Repsol.

En enero de 2005 pasó a ocupar la posición de Director General de *Downstream*, con responsabilidad sobre los negocios de Refino, Marketing, Química, GLP, Trading y Nuevas Energías.

En la actualidad desempeña el cargo de Director General de Estrategia y Control de Repsol, una nueva dirección que incluye las áreas de Estrategia, Tecnología, Seguridad y Medio Ambiente, Estudios y Análisis del Entorno, Control de Gestión, Auditoría y Control de Reservas del Grupo.

Ha sido Vicepresidente de la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP), Vicepresidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, Miembro del Consejo de Administración de Europia y Concawe. Actualmente es Presidente de Repsol Petróleo, S.A., Presidente de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., Presidente de Repsol Butano, S.A., Presidente de Repsol Química, S.A., Consejero de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), Consejero de CLH, Vicepresidente segundo del Club Español de la Energía y Presidente del Capítulo de Hidrocarburos del Club Español de la Energía y Patrono de la Fundación Repsol.

Cristina Sanz Mendiola

Ingeniero Industrial Superior por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid con la especialidad organización Industrial. Desarrolló sus primeros años de actividad profesional en el sector siderometalúrgico y en Pittsburgh (EE.UU.) como colaboradora en la Carnegie-Mellon University, asociada al Departamento de *"Engineering and Public Policy"*. Desempeñó el puesto de

Subdirectora General de Relaciones Industriales Internacionales, en el Cuerpo de Ingenieros Industriales del Ministerio de Industria y Energía. Durante este tiempo participó en las negociaciones para la incorporación de España a la Comunidad Económica Europea. Posteriormente fue responsable de la Subdirección General de Planificación Energética, incluyendo las áreas de Medio Ambiente e Investigación y Desarrollo en el sector energético.

En 1994 se incorporó al Grupo Repsol como Directora de Medio Ambiente de Repsol, pasando a ocupar posteriormente la Dirección de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad. Desde Mayo de 2007 ocupó el cargo de Directora General de Medios, área de la que fue Directora Corporativa desde 2005, teniendo bajo su responsabilidad las Direcciones de Ingeniería, Tecnología, Seguros, Compras y Contrataciones, Sistemas de la Información y Medio Ambiente y Seguridad. Ha sido Administradora de Gaviota RE, S.A. y Consejera de Greenstone Assurance, Ltd. Desde el año 2009 es Directora General de Personas y Organización. Asimismo, actualmente es Consejera de Repsol Petróleo, S.A. y Euroforum Escorial, S.A., y Patrona de la Fundación Repsol.

Begoña Elices García

Licenciada en Ciencias de la Información por la Universidad Complutense de Madrid. Actualmente es Directora General de Comunicación y Gabinete de la Presidencia de Repsol, puesto desde el que dirige la interlocución con los medios de comunicación, tanto nacionales como internacionales, regionales y deportivos, así como la comunicación on-line (portal corporativo en Internet) y las acciones de patrocinio deportivo, publicidad e identidad corporativa. Además coordina las acciones de relaciones externas en los complejos industriales y en todos los países en los que Repsol tiene presencia. Antes de su incorporación a Repsol fue Subdirectora General y Directora de Relaciones Informativas del Banco Santander Central Hispano, Directora de Relaciones Informativas y Subdirectora General, Responsable de Relaciones Informativas del Banco Central Hispano, y Directora de Relaciones Informativas del Banco Hispano Americano. Con anterioridad a su incorporación a la comunicación de empresa, Begoña trabajó durante más de 10 años en la agencia EFE, realizando funciones como periodista en las secciones de internacional, nacional y economía.

Josu Jon Imaz San Miguél

Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad del País Vasco. Completó la tesis doctoral en la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de Bilbao (1994). En diciembre de 1986 es enviado por el Centro Tecnológico INASMET al Centro francés CETIM de Nantes, como investigador, permaneciendo hasta 1989 ya como Responsable del Área de Composites y Polímeros. Se incorpora en ese año al Grupo Mondragón como Promotor Industrial hasta 1991, fecha en que se vuelve a incorporarse a INASMET como Responsable del Departamento de Marketing y Relaciones Exteriores. En junio de 1994 es elegido Eurodiputado al Parlamento Europeo, cargo que desempeña hasta su nombramiento el 7 de Enero de 1999 como Consejero de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco. Como consejero de Industria es presidente del Ente Vasco de la Energía (EVE), presidente de la Sociedad de Promoción y Reconversión Industrial (SPRI) y portavoz del Gobierno Vasco. En enero de 2004 es elegido presidente de la ejecutiva de EAJ-PNV. En otoño de 2007 anuncia su decisión de no presentarse a la reelección y abandona la vida política. Se desplaza a Estados Unidos hasta junio de 2008 donde permanece a lo largo del curso como investigador visitante en la Harvard Kennedy School.

En julio de 2008 se incorpora al Grupo Repsol. En noviembre de 2011, es elegido Presidente de A.O.P, la Asociación Española de Operadores Petrolíferos.

En la actualidad, desempeña el cargo de Director General Área Industrial y Nuevas Energías de Repsol, además de Presidente de Petronor.

Luis Cabra Dueñas

Doctor en Ingeniería Química por la Universidad Complutense de Madrid. Ha cursado dirección de empresas en los centros internacionales INSEAD e IMD. Ha colaborado como Profesor Asociado en las Universidades Complutense y de Castilla-La Mancha. Se incorporó a Repsol en 1984 como ingeniero de procesos en la refinería de petróleo de La Coruña. Después, ha ocupado puestos de dirección en las áreas de Refino, Tecnología, Ingeniería, Compras, y Seguridad y Medio Ambiente. Ha representado a Repsol en asociaciones internacionales, entre ellas ha sido Presidente del Comité de Carburantes de la Asociación Europea de la Industria del Petróleo y Presidente de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles.

En septiembre de 2010 fue nombrado Director Ejecutivo de Desarrollo y Producción en la División de *Upstream* de Repsol, dirigiendo los proyectos de desarrollo de yacimientos y las operaciones de producción de hidrocarburos. En la actualidad, desempeña el cargo de Director General de Exploración y Producción de Repsol.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol, S.A., durante los 5 años anteriores a la fecha de este Documento de Registro, ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1 ha sido condenada en relación con delitos de fraude; ni ha sido miembro del órgano de administración, gestión o supervisión ni alto directivo de entidades incursas en cualquier procedimiento concursal o proceso de liquidación; ni ha sido objeto de ninguna incriminación pública oficial ni sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni ha sido descalificada por un tribunal por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de una sociedad emisora o por su actuación en la gestión de los asuntos de una sociedad emisora.

Asimismo, de conformidad con la información de que dispone Repsol, S.A., no existen vínculos de naturaleza familiar entre ninguna de las personas identificadas en este epígrafe.

14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 33—*"Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 y en el apartado C.5 y C.6 del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

A) Posibles conflictos de interés entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 14.1 con la sociedad y sus intereses privados y/o otros deberes.

Durante el ejercicio 2011 y en las reuniones celebradas en este ejercicio hasta la fecha del presente Documento de Registro, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta. Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

Por otro lado, el acuerdo del Consejo de Administración relativo a la compra de acciones propias representativas del 10% del capital social, aprobado en la reunión de este órgano celebrada el 18 de diciembre de 2011, se adoptó sin la participación de los Consejeros D. Luis Fernando del Rivero Asensio, D. Juan Abelló Gallo y D. José Manuel Loureda Mantiñán. Asimismo, el Sr. Loureda no

participó en la adopción de los acuerdos sobre esta misma operación aprobados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones celebrada también el 18 de diciembre de 2011, con anterioridad a la reunión del Consejo de Administración.

Finalmente, el representante de Pemex Internacional España, S.A. en el Consejo de Administración, (en ese momento, D. Marco Antonio de la Peña Sánchez), no participó en la adopción de los acuerdos relativos a la Alianza Estratégica entre Pemex y Repsol aprobados por el Consejo de Administración en sus reuniones de 25 de enero y 28 de febrero de 2012.

Repsol, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de un Consejero y el interés de Repsol, S.A., de conformidad con lo previsto en los artículos 226 y siguientes de la LSC.

- El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros, de forma general, que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de Repsol, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado deberá abstenerse de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.
- El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, debe abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.
- El Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.
- Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos, entre los cuales se encuentra el supuesto en que el Consejero se halle en una situación de conflicto permanente de intereses con Repsol, S.A.
- Los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que Repsol, S.A. realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

A través de diversas revisiones realizadas desde septiembre de 2011 y en el marco de una reforma global del gobierno corporativo de Repsol, S.A., se han modificado los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de reforzar las medidas de protección del interés social en casos de conflictos de intereses, derivados de la realización de operaciones vinculadas y situaciones de competencia.

En este sentido, el artículo 19 del Reglamento del Consejo regula la obligación de no competencia de los Consejeros, estableciendo como regla general que los Consejeros no podrán dedicarse, por cuenta propia o ajena, a actividades cuyo ejercicio constituya competencia con Repsol, S.A. salvo que:

(i) razonablemente sea previsible que la situación de competencia no causará daño a Repsol, S.A. o que el daño previsible se compense con el beneficio esperado que Repsol, S.A. pueda razonablemente obtener por permitir dicha situación;

(ii) con el asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio internacional, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones informe favorablemente el cumplimiento del requisito (i) anterior; y

(iii) que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable del setenta y cinco por ciento del capital social presente y representado en la Junta General.

Por su parte, el artículo 22 del Reglamento del Consejo establece los requisitos sustantivos y procedimentales aplicables a las operaciones de Repsol, S.A. con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Con carácter general (y salvo operaciones de escasa relevancia), las operaciones deberán ser autorizadas por el Consejo de Administración previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Adicionalmente, en el caso de operaciones que sean de importe igual o superior al 5% de los activos del Grupo o que tengan por objeto activos estratégicos de Repsol o que impliquen transferencia de tecnología relevante de Repsol o que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, sólo podrán ser realizadas si la transacción resulta justa y eficiente desde el punto de vista del interés de Repsol y así lo corrobora la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tras recabar el informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, y si la Junta General de Accionistas autoriza la operación con una mayoría reforzada del 75% del capital presente y representado en la Junta General de Accionistas. Cuando concurran razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General de Accionistas, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones resulte favorable a la operación; y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incursos en una situación de conflicto de interés.

La Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012 aprobó la incorporación de las previsiones de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración a los Estatutos Sociales mediante la adición de un nuevo artículo 22 bis (“*Operaciones vinculadas*”) y de un nuevo artículo 44 bis (“*Prohibición de competencia*”) a los Estatutos Sociales.

De la misma manera, Repsol, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de sus empleados y directivos (incluidos los miembros del Comité de Dirección) y el interés de Repsol, S.A.

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito de los mercados de valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros del Comité de Dirección en su condición de personas con acceso habitual a información confidencial de Repsol (artículo 2.2 del Reglamento Interno de Conducta—“*Registro de Personas Afectadas*”) recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 lo siguiente:

> *"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.*
>
> *Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.*

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación."

[…**]**

"Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, aplicable a todos los directivos y empleados de Repsol, dispone en su apartado 6.4 lo siguiente:

"Repsol reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol.

Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol.

Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol.

Los empleados de Repsol que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida."

B) Cualquier acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros, en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en el apartado 14.1 hubiera sido designada miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o alto directivo.

Al margen de los consejeros dominicales mencionados que se recogen en el epígrafe 14.1 anterior, ninguno de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. o del Comité de Dirección ha sido designado para su cargo en virtud de algún tipo de acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores o cualquier otra persona o entidad.

C) Detalles de cualquier restricción acordada por las personas mencionadas en el apartado 14.1 sobre la disposición durante un determinado periodo de tiempo de su participación en los valores de la sociedad.

El artículo 4.3 del Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito de los mercados de valores, de conformidad con el artículo 81 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, prohíbe a los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol, entre otras personas, la realización de operaciones sobre los valores emitidos por Repsol, S.A. o por sociedades del Grupo Repsol que se negocien en mercados regulados, cuando dispongan de información privilegiada relativa a dichos valores o a los emisores de los mismos.

Asimismo, los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol, en su condición de "Personas Afectadas" por el citado Reglamento Interno de Conducta no podrán realizar operaciones sobre los valores anteriores desde los 15 días anteriores a la fecha de presentación de resultados de Repsol (ya sea anuales, semestrales o trimestrales) hasta el día hábil bursátil siguiente a su publicación.

Por otro lado, dentro de los términos de la Alianza Estratégica entre Pemex (sociedad matriz de Pemex Internacional España, S.A.) y Repsol, Pemex ha asumido el compromiso de no incrementar su participación en Repsol, S.A. por encima del 10% de su capital y a no reducirla por debajo del 5%. Todo ello, sin perjuicio de que, transcurrido un año desde la firma de la Alianza, Pemex podrá reducir su participación por debajo del 5%, en cuyo caso Repsol podrá resolver la Alianza.

15. REMUNERACIONES Y BENEFICIOS

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2011 y 2010 (véase Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro) Nota 18— "*Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal*" Nota 33— "*Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo*" y en los apartados B.1.11 a B.1.14 y G.4 y G.5 del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente a los ejercicios 2011 y 2010, y que se complementa con la siguiente información:

15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales.

Durante el primer semestre de 2012 el Consejo de Administración ha estado compuesto por 15 consejeros (dos Consejeros Ejecutivos, cinco Consejeros Externos Dominicales y ocho Consejeros Externos Independientes). Por su parte, un total de 10 personas han formado parte del Comité de Dirección del Grupo en algún momento durante el mismo periodo.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en el primer semestre de 2012 por los miembros del Consejo de Administración y por las personas que, en algún momento del citado periodo han formado parte del Comité de Dirección del Grupo y durante el tiempo que han ocupado dicha posición. A efectos comparativos se incluye información de 2011 con similar criterio.

	30/06/12	30/06/11
REMUNERACIONES DEVENGADAS	**(miles €)**	
ADMINISTRADORES		
Retribución fija	1.936	1.982
Retribución variable[(a)]	1.538	5.941
Atenciones estatutarias	2.406	2.509
Otros[(b)]	29	28
Total remuneraciones percibidas por los Administradores	**5.909**	**10.460**
DIRECTIVOS[(c)]		
Total remuneraciones percibidas por los Directivos[(a)(b)]	**5.669**	**11.394**

(a) La retribución variable correspondiente al primer semestre de 2011 incluye una gratificación puntual asociada a resultados del 2010 devengada y percibida íntegramente en dicho semestre.
(b) Las percepciones en especie incluyen los ingresos a cuenta correspondientes.
(c) La composición y número de miembros del Comité de Dirección ha variado en los ejercicios 2011 y 2012.

En el primer semestre de 2012 el coste devengado de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento de los miembros del Consejo de Administración, incluyendo los correspondientes ingresos a cuenta, asciende a 184 miles de euros (159 miles de euros en el primer semestre del ejercicio anterior); y el de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia a 1.347 miles de euros (1.325 en el mismo periodo del ejercicio anterior).

Por lo que se refiere al personal directivo, el importe devengado en el primer semestre de 2012 de las aportaciones a planes de pensiones que mantiene el Grupo con este colectivo, de las aportaciones a planes de previsión, y el importe de las primas por seguro de vida y accidentes (incluyendo en este caso los ingresos a cuenta correspondientes) ha ascendido a 977 miles de euros (1.012 miles de euros en el primer semestre del ejercicio anterior).

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. los miembros del Consejo de Administración son nombrados por la Junta General de Accionistas por el plazo máximo de 4 años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración.

Por tanto, el mandato de los actuales administradores expirará una vez transcurridos 4 años desde la fecha de su nombramiento o reelección, según sea el caso, según se detalla en el epígrafe 14.1. De conformidad con el artículo 222 de la LSC, el nombramiento de los administradores caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado junta general o hubiese transcurrido el plazo para la celebración de la junta que ha de resolver sobre la aprobación de las cuentas del ejercicio anterior.

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 5 (*"Acuerdos entre la Sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición"*) del Anexo del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro).

No ha habido modificaciones significativas desde el 31 de diciembre de 2011 hasta la fecha del presente Documento Registro.

16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.

Repsol cumple con la normativa española vigente de gobierno corporativo y da cuenta del cumplimiento de todas las recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno aprobado por la CNMV el 22 de mayo de 2006 en el apartado F *"Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo"* del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro).

17. EMPLEADOS

17.1 Número de empleados y desglose

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2011 y 2010 (véase Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro): Nota 26—*"Ingresos y gastos de explotación"* así como en el apartado de *"Gestión de personas"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2011 y 2010 y se complementa con la información facilitada a continuación.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 30 de junio 2012 fue de 30.849 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (20.620 empleados), "Resto de Latinoamérica" (6.412 empleados) y "Resto del Mundo" (3.817 empleados).

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en los apartados A.3 y G.4 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

De acuerdo con los datos de que dispone Repsol, S.A., el número total de acciones de Repsol, S.A. titularidad de los actuales Consejeros asciende a la fecha del presente Documento de Registro, a 486.017 acciones, que representan el 0,039% del capital social de Repsol, S.A.

Nombre/Denominación social	Nº Acciones directas	Nº Acciones indirectas	Nº Acciones totales	Participación total capital (%)	Nº opciones
Antonio Brufau Niubó.....	273.974	--	273.974	0,022	--
Isidre Fainé Casas	253	--	253	0,000	--
Juan Abelló Gallo.....	1.000	86.649	87.649	0,007	--
Paulina Beato Blanco	104	--	104	0,000	--
Artur Carulla Font.....	37.694	--	37.694	0,003	--
Mario Fernández Pelaz.....	4.181	--	4.181	0,000	--
Ángel Durández Adeva	5.950	--	5.950	0,000	--
Javier Echenique Landiríbar.....	--	17.981	17.981	0,001	--
María Isabel Gabarró Miquel	6.080	1.915	7.995	0,001	--
José Manuel Loureda Mantiñán	53	28.436	28.489	0,002	--
Juan María Nin Génova.....	253	--	253	0,000	--
Pemex International España, S.A.	1	--	1	0,000	--
Henri Philippe Reichstul	50	--	50	0,000	--
Luis Carlos Croissier Batista.....	1.254	--	1.254	0,000	--
Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	21.189	--	21.189	0,002	--
Total	**352.036**	**133.981**	**486.017**	**0,039**	--

Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (página *web* de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol que no forman parte del Consejo de Administración son titulares de un total de 236.269 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 0,019% del capital social. Asimismo, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen opciones sobre acciones de Repsol, S.A. concedidas a favor de ninguno de sus Consejeros ni de los miembros del Comité de Dirección.

17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 18—*"Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal"*, apartado d) *"Planes retributivos en acciones"*, de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro), así como en el apartado *"Gestión de personas–Compensación"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2011 y se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación.

a) *"Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual"*

   Repsol tiene implementado un Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, que fue aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 y cuyo objetivo es permitir a sus beneficiarios (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los restantes miembros del Comité de Dirección de Repsol), invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto de la liquidación del incentivo a percibir anualmente, de forma que si el beneficiario mantiene las acciones durante un periodo de 3 años y se cumplen el resto de condiciones del Plan, Repsol les entregará al término del indicado periodo una acción adicional por cada tres acciones de las adquiridas inicialmente. Durante el mes de mayo de 2012 se ha realizado el proceso de adhesión voluntaria de los beneficiarios al Segundo Ciclo del Plan, culminado con la adquisición inicial de acciones el pasado 31 de mayo. Un total de 187 empleados y directivos se han acogido al Segundo Ciclo del Plan (2012-2015), adquiriendo el 31 de mayo un total de 294.689 acciones, representativas de un 0,023% del capital social posterior a la ampliación de capital llevada a cabo en julio de 2012, a un precio medio de 12,2640 euros por acción. De esta forma, el compromiso del Grupo de entrega de acciones con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al periodo de consolidación, hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 98.161 acciones, representativas de un 0,008% del capital social actual.

   En este Segundo Ciclo, los actuales miembros del Comité de Dirección (incluidos los Consejeros Ejecutivos) han adquirido un total de 131.395 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el Primer Ciclo (un total de 79.611acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Primer Ciclo, y de 43.795 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Segundo, sujeto, en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

b) *Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012*

   En el primer semestre de 2012, el Grupo ha comprado 264.398 acciones propias, por importe de 4,4 millones de euros, con el objeto de entregarlas a empleados del Grupo. Estas acciones representaban el 0,021% sobre el total de las acciones emitidas por Repsol, S.A. a 30 de junio de 2012.

Las acciones a entregar en ambos planes a) y b) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó la aprobación del Plan de Adquisición de Acciones para el periodo 2013-2015, destinado a los directivos y el resto de empleados del Grupo Repsol en España que, voluntariamente, decidan acogerse al mismo. Conforme al citado Plan, los beneficiarios podrán recibir parte de su retribución correspondiente a todos o alguno de los ejercicios 2013, 2014 y 2015 en acciones de Repsol con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal de aplicación vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el Impuesto sobre la Renta de Personas Físicas. Las indicadas acciones se valorarán al precio de cierre de

la acción de Repsol en el sistema de interconexión bursátil (SIBE o mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario.

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011, así como en el apartado A *"Estructura de la propiedad"* del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2011 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

La siguiente tabla muestra los accionistas significativos de Repsol, S.A. según la última información disponible a la fecha del presente Documento de Registro.

	Notificaciones de derechos de voto		
	% de derechos de voto		
Accionista[(1)]	**% Directo**	**% Indirecto**	**% Total**
CaixaBank, S.A.	12,53	0,00	12,53
Sacyr Vallehermoso, S.A.[(2)]	0,00	9,73	9,73
Petróleos Mexicanos[(3)]	0,00	9,43	9,43

(1) Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (página *web* de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).
(2) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
(3) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de hasta un 9,43% del capital social de Repsol, S.A.

Al estar las acciones de Repsol, S.A. representadas por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación actualizada de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos recogen la información de la que dispone Repsol, S.A. a 30 de junio de 2012, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad con ocasión de la celebración de Juntas Generales de Accionistas o a la CNMV en cumplimiento de sus obligaciones de transparencia.

18.3 El control del emisor

Según el conocimiento de Repsol, S.A., a la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. no está bajo el control, aislada o concertadamente, ni directa o indirectamente, de ninguna persona física o jurídica.

18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.

De acuerdo con la información existente en Repsol, S.A., no existe ningún acuerdo cuya aplicación pueda, en una fecha ulterior, dar lugar a un cambio en el control de Repsol, S.A.

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2011 y 2010 (véanse Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro), Nota 32—*"Información sobre operaciones con partes vinculadas"* y Nota 33—*"Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo"*.

Asimismo, la información relativa a este epígrafe se recoge en los apartados B.1.11 y B.1.12 (*"Consejo de Administración"*), los apartados C.2, C.3 y C.4 (*"Operaciones vinculadas"*) y los apartados G.4, G.5 y G.7 (*"Otras información de interés"*) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2011; y en los apartados B.1.11 y B.1.12 (*"Consejo de Administración"*), los apartados C.2, C.3 y C.4 (*"Operaciones vinculadas"*) y los apartados G.3, G.4 y G.5 (*"Otras información de interés"*) de los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009. Los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 de la LSC, forman parte integrante del Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente (véanse Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2009, que puede consultarse en la página *web* de Repsol (www.repsol.com) y en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es). La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 30 de junio de 2012, dado que dicha información es elaborada semestralmente por Repsol, S.A. Dicha información se encuentra recogida en los Estados Financieros resumidos intermedios consolidados correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 que se incorporan en la Sección II.F) del presente Documento de Registro, de acuerdo con el desglose incorporado a continuación.

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas en condiciones normales de mercado. A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: según la última información disponible, detallada en el epígrafe 18.1—*"Accionistas principales"* del presente Documento de Registro.

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como a los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo por la parte no poseída. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los gastos e ingresos así como otras transacciones registradas durante el primer semestre de 2012 por operaciones relacionadas con partes vinculadas.

	30/06/2012			
	Accionistas significativos	**Administradores y directivos[(1)]**	**Personas, sociedades o entidades del perímetro[(2)]**	**TOTAL**
GASTOS E INGRESOS		**(miles €)**		
Gastos financieros	8.497	--	--	8.497
Contratos de gestión o colaboración	--	--	283	283
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	--	--	51	51
Arrendamientos	971	--	12.190	13.161
Recepciones de servicios	1.317	--	195.569	196.886
Compra de bienes (terminados o en curso)[(3)]	1.852.000	--	2.909.374	4.761.374
Pérdidas por baja o enajenación de activos	--	--	275	275
Otros gastos	7.724	--	9.022	16.746
GASTOS	**1.870.509**	**--**	**3.126.764**	**4.997.273**
Ingresos financieros	13.875	2	8.979	22.856
Contratas de gestión o colaboración	--	--	1.148	1.148
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	--	--	949	949
Dividendos recibidos	--	--	--	--
Arrendamientos	392	--	--	392
Prestaciones de servicios	20.200	--	23.044	43.244
Venta de bienes (terminados o en curso)	129.677	--	682.640	812.317
Beneficios por baja o enajenación de activos	--	--	1.424	1.424
Otros ingresos	2.567	--	34.845	37.412
INGRESOS	**166.711**	**2**	**753.029**	**919.742**

	30/06/12			
	Accionistas significativos	**Administradores y directivos[1]**	**Personas, sociedades o entidades del perímetro[2]**	**TOTAL**
OTRAS TRANSACCIONES	**(miles €)**			
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	60.600	--	30	60.630
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	--	156	264.065	264.221
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	--	--	--	--
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	104.732	--	828	105.560
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)[4]	801.818	--	6.192	808.010
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	--	--	--	--
Garantías y avales prestados	162.420	--	201.239	363.659
Garantías y avales recibidos	57.927	--	268	58.195
Compromisos adquiridos[5]	698.378	--	14.302.142	15.000.520
Compromisos / garantías cancelados	3.020	--	26.764	29.784
Dividendos y otros beneficios distribuidos[6]	315.117	319	--	315.436
Otras operaciones[7]	1.621.428	--	--	1.621.428

(1) Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 12 de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponden al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos recibidos por tenencia de acciones del Grupo.

(2) En la tabla sobre Gastos e ingresos, se incluyen transacciones realizadas por sociedades del Grupo con YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de sus respectivos grupos hasta el momento de la pérdida de control (véase epígrafe 20.6.1 A) *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF y Repsol YPF Gas"*). Por el contrario, en la tabla Otras Transacciones no se incluyen saldos con dichas sociedades

(3) Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con duración indeterminada con el Grupo Pemex, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día.

(4) Incluye líneas de crédito por el importe máximo concedido, que asciende a 563 millones de euros.

(5) Corresponde a los compromisos firmes de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos firmes de ventas.

(6) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos a los Accionistas significativos y a los Administradores y directivos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012. Por el contrario, no se incluye el importe cobrado en julio de 2012 por los Accionistas significativos en relación con los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada, acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas del 31 de mayo de 2012 en el marco del programa de retribución Repsol Dividendo flexible, en los casos en que han sido vendidos a Repsol al precio fijo garantizado de acuerdo con las condiciones de la referida ampliación (véase epígrafe 20.7—"*Política de dividendos*") que han ascendido a 152 millones de euros. Dichos derechos figuraban registrados como cuentas a pagar al 30 de junio de 2012.

(7) Corresponde principalmente a:
   (a) Inversiones financieras temporales: 1.084 millones de euros.
   (b) Operaciones de cobertura de tipo de cambio: 141 millones de euros.
   (c) Operaciones de cobertura de tipo de interés: 184 millones de euros.

20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.

20.1 Información financiera histórica

La información financiera histórica consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios 2011, 2010 y 2009 ha quedado incorporada en el presente Documento de Registro de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A).

Según se describe en el factor de riesgo denominado *"Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y de Repsol YPF Gas."* (Sección I), en la información financiera histórica auditada correspondiente a los ejercicios 2011, 2010 y 2009 YPF y Repsol YPF Gas estaban consolidadas por el método de integración global, al ser grupos de sociedades controlados por el Grupo Repsol en cada uno de dichos ejercicios.

Información financiera re-expresada correspondiente al ejercicio 2011

A continuación se incluye, únicamente a efectos informativos, información financiera correspondiente al ejercicio 2011 que ha sido re-expresada con respecto a la que figura en las Cuentas Anuales formuladas correspondientes al ejercicio 2011, de acuerdo con las NIIF (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."*, incluido en la Sección I del presente Documento de Registro, y apartado A) del epígrafe 20.6.1—*"Información financiera intermedia"* del presente Documento de Registro). Esta información se presentará como comparativa del ejercicio 2011 cuando se formulen las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2012.

Esta información financiera re-expresada ha sido elaborada a partir de la información financiera auditada correspondiente a 31 de diciembre de 2011, de conformidad con los principios establecidos en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"* y no ha sido objeto de informe elaborado por un auditor independiente, ni constituye información financiera pro-forma a los efectos previstos en el Reglamento 809/2004 (*"Anexo II—Módulo de la información financiera pro-forma"*).

Cuenta de resultados consolidada formulada a 31 de diciembre de 2011 y cuenta de resultados re-expresada clasificando las operaciones afectadas por la expropiación como actividades interrumpidas a 31 de diciembre de 2011.

En la tabla siguiente se presenta la cuenta de resultados consolidada correspondiente al ejercicio 2011 que fue formulada por el Consejo de Administración el 28 de febrero de 2012, así como la cuenta de resultados que ha sido re-expresada a efectos comparativos para clasificar las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. en los epígrafes referidos a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*.

	31/12/11		**31/12/11**
	Grupo Repsol consolidado formulado		**Grupo Repsol consolidado re-expresado**
	(millones €)	**Var.**	**(millones €)**
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA *(Según NIIF)*	**Datos auditados**	**(%)**	**Datos no auditados**
Ventas	60.122	(16,85)	49.994
Ingresos prestación servicios y otros ingresos	1.380	(34,13)	909
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	1.004	(29,18)	711
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado	208	(0,96)	206
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	17	0,00	17
Otros ingresos de explotación	1.001	(19,98)	800
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	**63.732**	**(17,41)**	**52.637**
Aprovisionamientos	(42.904)	(7,68)	(39.607)
Gastos de personal	(2.579)	(29,86)	(1.809)
Otros gastos de explotación	(9.740)	(44,34)	(5.421)
Amortización del inmovilizado	(3.519)	(41,20)	(2.069)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado	(185)	(1,62)	(182)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	**(58.927)**	**(16,70)**	**(49.088)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**4.805**	**(26,14)**	**3.549**
Ingresos financieros	261	(36,40)	166
Gastos financieros	(1.035)	(15,85)	(871)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	76	97,37	150
Diferencias de cambio	(125)	146,40	(308)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	1	0,00	1
RESULTADO FINANCIERO	**(822)**	**4,87**	**(862)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación-neto de impuestos	**75**	**(4,00)**	**72**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**4.058**	**(32,01)**	**2.759**
Impuesto sobre beneficios	(1.514)	(34,54)	(991)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	**2.544**	**(30,50)**	**1.768**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(351)	(68,38)	(111)
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas	**2.193**	**(24,44)**	**1.657**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	**--**	**--**	**777**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	--	--	**(241)**
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones interrumpidas	**--**	**--**	**536**
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	**2.193**	**--**	**2.193**

A continuación se desglosa el resultado de explotación por segmentos a 31 de diciembre de 2011 de acuerdo con la cuenta de resultados re-expresada anterior:

SEGMENTOS	31/12/11 Grupo Repsol consolidado formulado (millones €) Datos auditados	Var. (%)	31/12/11 Grupo Repsol consolidado re-expresado (millones €) Datos no auditados
Upstream	1.413	--	1.413
GNL	386	--	386
Downstream	1.207	(2,07)	1.182
YPF	1.231	(100,00)	--
Gas Natural SDG	887	--	887
Corporación	(319)	--	(319)
Total resultado de los segmentos sobre los que se informa	**4.805**	**(26,14)**	**3.549**

Estado de flujos de efectivo consolidado formulado a 31 de diciembre de 2011 y re-expresado clasificando los flujos afectados por la expropiación como actividades interrumpidas a 31 de diciembre de 2011.

En la tabla siguiente se presenta el estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al ejercicio 2011 que fue formulado por el Consejo de Administración el 28 de febrero de 2012, así como el estado de flujos de efectivo que ha sido re-expresado a efectos comparativos para clasificar los flujos relativos a las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. en los epígrafes referidos a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 (*"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*).

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO *(Según NIIF)*	31/12/11 Grupo Repsol consolidado formulado (millones €) Datos auditados	Var. (%)	31/12/11 Grupo Repsol consolidado re-expresado (millones €) Datos no auditados
Resultado antes de impuestos	**4.058**	**(32,01)**	**2.759**
Ajustes de resultado	**4.382**	**(37,59)**	**2.735**
Amortización del inmovilizado	3.519	(41,20)	2.069
Otros ajustes del resultado (netos)	863	(22,83)	666
Cambios en el capital corriente	**(2.239)**	**1,61**	**(2.275)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	**(2.081)**	**(46,23)**	**(1.119)**
Cobros de dividendos	64	(3,13)	62
Cobros/(pagos) por impuesto sobre beneficios	(1.784)	(43,44)	(1.009)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(361)	(52,35)	(172)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación[(1)]	**4.120**	**(49,03)**	**2.100**
Pagos por inversiones:	**(6.255)**	**(31,46)**	**(4.287)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(275)	--	(275)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(5.516)	(35,61)	(3.552)
Otros activos financieros	(282)	(1,42)	(278)
Otros activos	(182)	--	(182)
Cobros por desinversiones:	**949**	**(1,79)**	**932**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	396	--	396
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	116	(11,21)	103
Otros activos financieros	437	(0,92)	433
Otros flujos de efectivo	**2**	**--**	**2**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión[(1)]	**(5.304)**	**(36,78)**	**(3.353)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**(2.557)**	**--**	**(2.557)**
Adquisición	(2.703)	--	(2.703)
Enajenación	146	--	146
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	**1.888**	**--**	--
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**857**	**--**	**134**
Emisión	11.337	--	7.626
Devolución y amortización	(10.480)	--	(7.492)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**(1.686)**	**--**	**(1.333)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	**(1.005)**	**(11,44)**	**(890)**
Pagos de intereses	(948)	(7,28)	(879)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(57)	(80,70)	(11)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación[(1)]	**(2.503)**	**85,62**	**(4.646)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(84)	(3,57)	(81)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes[(1)]	**(3.771)**	**58,58**	**(5.980)**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	**--**	**--**	**2.020**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	**--**	**--**	**(1.951)**
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	**--**	**--**	**2.143**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas	**--**	**--**	**(3)**
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas	**--**	**--**	**2.209**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**6.448**	**--**	**6.448**
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**2.677**	**--**	**2.677**

(1) Incluye los flujos de caja correspondientes a operaciones continuadas.

20.2 Información financiera pro-forma

No procede.

20.3 Estados financieros

Los estados financieros anuales consolidados correspondientes a los ejercicios 2011, 2010 y 2009 han quedado incorporados en el epígrafe 20.1—"*Información financiera histórica"*, de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A) del presente Documento de Registro (véase el factor de riesgo "*Los estados financieros históricos auditados del Grupo Repsol no reflejan la desconsolidación de YPF y Repsol YPF Gas*"). En el epígrafe 24—"*Documentos para consulta"* se indica dónde pueden ser consultados por cualquier interesado los estados financieros anuales individuales de Repsol, S.A. y consolidados del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2011, 2010 y 2009.

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual

20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. y las consolidadas del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2011, 2010 y 2009 han sido auditadas por Deloitte (véase epígrafe 2—*"Auditoría de cuentas"* del presente Documento de Registro), sin que se hayan puesto de manifiesto salvedades en sus correspondientes informes de auditoría.

20.4.2 Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.

No hay otra información en el Documento de Registro que haya sido auditada por los auditores.

El auditor ha verificado que la información contable incluida en los informes de gestión consolidados correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010 concuerda con la de las Cuentas Anuales consolidadas, de los ejercicios correspondientes.

20.4.3 Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.

Los datos correspondientes a la cuenta de resultados y estado de flujos de efectivo a 31 de diciembre, incluidos principalmente en el epígrafe 20.1—"*Información financiera histórica"*, que han sido re-expresados por Repsol de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"* no han sido auditados ni objeto de informe elaborado por un auditor independiente.

La información suplementaria de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la Sección II.E) del presente Documento de Registro no ha sido auditada.

Los demás datos financieros históricos incorporados en el presente Documento de Registro han sido extraídos de las Cuentas Anuales o del Informe de Gestión consolidado de los ejercicios 2011 y 2010.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

El último año de información financiera auditada no excede en más de 15 meses a la fecha del presente Documento de Registro.

20.6 Información intermedia y demás información financiera

20.6.1 Información financiera intermedia

Los datos financieros correspondientes al primer semestre de 2012, cerrado a 30 de junio, han sido elaborados por Repsol y no han sido auditados si bien han sido objeto de "revisión limitada" por parte de Deloitte. Dicho informe se incluye en la Sección II.F) del presente Documento de Registro.

Asimismo, los datos financieros incluidos en los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de 6 meses terminado el 30 de junio de 2011 no fueron auditados, si bien fueron objeto de "revisión limitada" por parte de Deloitte. No obstante, los datos relativos a la cuenta de resultados y al estado de flujos de efectivo correspondientes a dicho periodo re-expresados de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas*" para reflejar los efectos de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (véase factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*") no han sido auditados ni objeto de informe elaborado por un auditor independiente.

A) EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF, S.A. Y REPSOL YPF GAS, S.A.

Decreto de Intervención y Ley de Expropiación

En relación con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A, en el factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*" incluido en la Sección I del presente Documento de Registro, se incluye una descripción detallada de los aspectos legales de dicha expropiación.

Tratamiento contable

Debido a los hechos señalados en el factor de riesgo mencionado, se ha producido la pérdida del control de YPF y Repsol YPF Gas por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que ha implicado dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

Desde la fecha de la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF y de Repsol YPF Gas se consideran actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se han clasificado en los epígrafes específicos para las mismas. A 30 de junio de 2012 el importe aportado por YPF y Repsol YPF Gas en el epígrafe *Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas neto de impuestos* por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, asciende a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF y Repsol YPF Gas que formaban parte del balance consolidado y que han sido dados de baja:

	(millones €)[1]		
	YPF	**Repsol YPF Gas**	**Total**
ACTIVO	**Datos con revisión limitada**		
Inmovilizado intangible	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	--	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	--	5.886
b) Otros costes de exploración	120	--	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	--	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	--	97
ACTIVO NO CORRIENTE	**11.244**	**40**	**11.284**
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	--	73
Otros activos financieros corrientes	12	--	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
ACTIVO CORRIENTE	**2.704**	**54**	**2.758**
TOTAL	**13.948**	**94**	**14.042**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE[2]	**(589)**	**(16)**	**(605)**
INTERESES MINORITARIOS	**2.735**	**7**	**2.742**
Subvenciones	46	--	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	--	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	--	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	--	30
PASIVO NO CORRIENTE	**3.503**	**5**	**3.508**
Provisiones corrientes	172	--	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	--	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
PASIVO CORRIENTE	**3.579**	**39**	**3.618**
TOTAL	**9.228**	**35**	**9.263**
VALOR NETO	**4.720**	**59**	**4.779**

(1) Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

(2) Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF y en Repsol YPF Gas.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF y Repsol YPF Gas generadas hasta el momento de la pérdida de control han sido traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados adjunta.

Por otra parte, se han identificado otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el procedimiento de expropiación. Es el caso de los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se han registrado en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas, dado que los mismos están íntimamente relacionados con el procedimiento de expropiación de las acciones del Grupo en YPF.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos, uno para la adquisición del 14,9% de participación en YPF, S.A. en febrero de 2008 y otro para la compra del 10% adicional en mayo de 2011, cuyo importe total al 31 de marzo de 2012 ascendía a 1.518 millones de euros. Estos préstamos cuentan con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF, en la forma de American Depositary Shares, titularidad del grupo Petersen.

Repsol, el 30 de mayo de 2012, en ejercicio de las facultades contractuales que le corresponden, notificó a las sociedades correspondientes del grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. De conformidad con los términos de la garantía, en su condición de acreedor pignoraticio, Repsol podrá ejercer los derechos políticos correspondientes a las acciones de YPF pignoradas, que ascendían a un 5,38% del capital social de YPF, S.A.

A 30 de junio de 2012 el Grupo ha reconocido una pérdida de valor de dichos préstamos neta del valor de mercado de las acciones pignoradas, por importe bruto de 1.402 millones de euros.

Por otro lado, el Banco Santander otorgó un contrato de préstamo de hasta 198 millones de dólares a Petersen del que habrían dispuesto 109 millones de dólares, garantizado por Repsol. Como contragarantía de las obligaciones de Repsol bajo el contrato de garantía, Petersen constituyó un derecho real de prenda a favor de Repsol sobre 2.210.192 acciones Clase D de YPF, S.A. en la forma de *American Depositary Shares*. A 31 de marzo de 2012, el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares (72 millones de euros).

El 18 de mayo de 2012, el Banco de Santander notificó a Petersen el incumplimiento parcial del contrato de préstamo como consecuencia de la falta de pago por Petersen del plazo de amortización correspondiente al 15 de mayo de 2012, sin declarar el vencimiento anticipado del mismo. En aplicación del contrato de garantía, el Banco de Santander reclamó dicho pago a Repsol y, en su calidad de garante, Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares (3,6 millones de euros).

A 30 de junio de 2012 el Grupo ha registrado una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubre el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía y que representan el 0,56% del capital de YPF, S.A.

El Grupo no considera que los hechos acaecidos provoquen para Repsol otras consecuencias derivadas de la ejecución de los contratos firmados con el grupo Petersen (véase epígrafe 22 *"Contratos Relevantes"*).

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF, S.A. y de Repsol YPF Gas, S.A. derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación -que continúan siendo de titularidad del Grupo- como del resto de las acciones, se ha registrado, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se han registrado por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"* (5.343 millones de euros por las acciones de YPF, S.A. sujetas a expropiación, que equivale a un valor de 26,6 euros por acción, y

30 millones de euros por las acciones de Repsol YPF Gas, S.A.) y el resto de las acciones que no han sido objeto de expropiación, se han registrado como *"Activos financieros disponibles para la venta"* por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF, S.A., que equivale a un valor de 11,1 euros por acción, y 20 millones de euros por las de Repsol YPF Gas, S.A.).

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como *Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*, como en el de las registradas en el epígrafe *Activos financieros disponibles para la venta*, se reconocerán directamente en el patrimonio, en el epígrafe *Ajustes por cambios de valor*, hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de resultados.

La valoración de las acciones, a efectos de su registro contable, se ha realizado de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"*, la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino hará efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol ha tomado en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabe esperar que sean aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivados del proceso expropiatorio. Como quiera que ese precio o compensación todavía no ha sido fijado y que resulta posible que deba hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirán circunstancias ajenas al control del Grupo, hay que tener presente que la estimación del valor recuperable conlleva incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se hará efectiva. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. y por tanto, tener efecto en los estados financieros del Grupo.

Repsol considera que tiene sólidos y claros fundamentos legales para ser indemnizado por el Estado Argentino por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación, por un monto equivalente al valor de mercado de la participación expropiada antes de la expropiación. Asimismo considera que existen vías legales para ejecutar y hacer efectiva la indemnización que pueda ser fijada en el curso del procedimiento expropiatorio o en el laudo arbitral del CIADI. El valor de mercado de la participación puede ser determinado a estos efectos por los métodos de valoración habitualmente aceptados en la comunidad financiera (flujos de caja descontados, suma de partes, múltiplos de transacciones comparables, etc.), que dan resultados consistentes con los que se desprenden de la aplicación de lo previsto en los estatutos de YPF, S.A. que establecen una regla precisa y objetiva para determinar la contraprestación a satisfacer en caso de toma de control.

En efecto, los artículos 7 y 28 de los estatutos de YPF, S.A. establecen que, en caso de toma de control por parte del Estado Nacional Argentino, cuando la adquisición prevista fuera igual o superior al 15% del capital social de YPF, S.A. el adquirente deberá formular una oferta pública de adquisición (OPA) por el total de las acciones de YPF, S.A., cuyo precio de adquisición será pagado en efectivo y calculado de acuerdo con unos criterios predeterminados. De acuerdo con los mismos, una valoración por el 100% de YPF ascendería a 18.300 millones de dólares (14.535 millones de euros, calculados con el tipo de cambio de cierre de 30 de junio de 2012), y a 9.333 millones de dólares (7.413 millones de euros) por el 51% objeto de expropiación. No obstante, aun disponiendo de esa referencia

valorativa, es preciso tener presentes los riesgos e incertidumbres inherentes a la valoración, inevitables como consecuencia de la necesidad de realizar estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, se ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF, S.A. registradas como *Activos financieros disponibles para la venta* (que forman parte del epígrafe *Activos financieros no corrientes* del balance de situación), han sido valoradas a su valor de mercado, que se corresponde con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de Repsol YPF Gas, S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se han valorado siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF, S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos han supuesto el registro de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos mencionados por el procedimiento de expropiación ha ascendido a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe *Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos.*

Desde el registro inicial hasta el 30 de junio de 2012 se ha producido un incremento de 280 millones de euros del *Activo no corriente mantenido para la venta sujeto a expropiación* por YPF y Repsol YPF Gas, derivado de la evolución del tipo de cambio fundamentalmente por la revalorización del dólar frente al euro a 30 de junio de 2012 y una depreciación de 31 millones de euros del Activo financiero disponible para la venta principalmente por la evolución de la cotización de YPF, S.A. Ambos efectos se han registrado en el epígrafe del patrimonio *Ajustes por cambios de valor* (en el primer caso en la línea *Otros instrumentos financieros* y en el segundo en la línea *Activos financieros disponibles para la venta*).

Resultado de operaciones interrumpidas

Este epígrafe en 2012 recoge los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de su grupo. Asimismo también incluye el impacto en la cuenta de resultados derivado de la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación.

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los resultados correspondientes a las operaciones interrumpidas:

	30/06/2012	30/06/2011
	(millones €)	(millones €)
RESULTADOS OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**Datos con revisión limitada**	**Datos no auditados**
Ingresos de explotación	2.817	5.155
Gastos de explotación	(2.378)	(4.542)
Resultado de explotación	**439**	**613**
Resultado financiero	1	22
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	3	3
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	**443**	**638**
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(163)	(267)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas[(1)]	**280**	**371**
Resultado después de impuestos de la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación[(2)]	**(38)**	**--**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	**242**	**371**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas[(1)]	(109)	(84)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**133**	**287**

(1) En estos epígrafes se recogen los resultados aportados por YPF y Repsol YPF Gas, así como los resultados financieros relacionados con el préstamo concedido al grupo Petersen, hasta el momento de la pérdida de control.

(2) Incluye los efectos derivados de (i) dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes a las sociedades objeto de expropiación por importe de 4.779 millones de euros, que incluyen 605 millones de euros de diferencias de conversión (ii) provisionar los préstamos y garantías relacionados con la financiación al grupo Petersen por un importe de 1.456 millones de euros, según lo mencionado en los párrafos anteriores; (iii) registrar un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros; y (iv) dar de alta la participación del Grupo en el capital de YPF y Repsol YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación, como del resto de las acciones de su propiedad, de acuerdo con lo mencionado en los apartados anteriores, por importe de 5.673 millones de euros.

B) ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A 30 DE JUNIO DE 2012

Balance consolidado de Repsol a 30 de junio de 2012 y a 31 de diciembre de 2011

A continuación se recoge el balance consolidado de Repsol correspondiente a 30 de junio de 2012 y a 31 de diciembre de 2011.

	30/06/12 (millones €)	Var.	31/12/11 (millones €)
ACTIVO	**Datos con revisión limitada**	**(%)**	**Datos auditados**
Inmovilizado Intangible:	5.798	(25,50)	7.783
a) Fondo de Comercio	2.684	(42,22)	4.645
b) Otro inmovilizado intangible	3.114	(0,76)	3.138
Inmovilizado material	28.070	(23,64)	36.759
Inversiones inmobiliarias	25	4,17	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	738	5,58	699
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación [(1)]	5.653	--	--
Activos financieros no corrientes	1.269	(48,20)	2.450
Activos por impuesto diferido	3.109	21,02	2.569
Otros activos no corrientes	251	(27,03)	344
ACTIVO NO CORRIENTE	**44.913**	**(11,29)**	**50.628**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	464	79,84	258
Existencias	5.639	(22,52)	7.278
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.815	(15,26)	9.222
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	5.933	(9,49)	6.555
b) Otros deudores	1.522	(29,11)	2.147
c) Activos por impuesto corriente	360	(30,77)	520
Otros activos corrientes	120	(45,45)	220
Otros activos financieros corrientes	473	(29,82)	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.953	47,67	2.677
ACTIVO CORRIENTE	**18.464**	**(9,17)**	**20.329**
TOTAL ACTIVO	**63.377**	**(10,68)**	**70.957**

(1) Este importe incluye el importe inicial por el que se han registrado las acciones objeto de expropiación de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas S.A. (5.373 millones de euros) y la revalorización de las mismas derivada de la evolución del tipo de cambio (280 millones de euros).

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	30/06/12 (millones €) Datos con revisión limitada	Var. (%)	31/12/11 (millones €) Datos auditados
PATRIMONIO NETO			
Capital	1.256	2,87	1.221
Prima de Emisión	6.428	--	6.428
Reservas	247	--	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(1.338)	47,98	(2.572)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas	18.529	7,81	17.186
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1.036	(52,76)	2.193
Dividendo a cuenta	--	--	(635)
FONDOS PROPIOS	**26.158**	**8,68**	**24.068**
Activos financieros disponibles para la venta	(41)	925,00	(4)
Otros instrumentos financieros	280	--	--
Operaciones de cobertura	(205)	(13,26)	(181)
Diferencias de conversión	540	256,52	(345)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	**574**	**208,30**	**(530)**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	**26.732**	**13,57**	**23.538**
INTERESES MINORITARIOS	**762**	**(78,26)**	**3.505**
TOTAL PATRIMONIO NETO	**27.494**	**1,67**	**27.043**
Subvenciones	72	(38,98)	118
Provisiones no corrientes	2.193	(42,68)	3.826
Pasivos financieros no corrientes:	15.357	0,08	15.345
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	15.115	(0,15)	15.137
b) Otros pasivos financieros	242	16,35	208
Pasivos por impuesto diferido	2.895	(24,59)	3.839
Otros pasivos no corrientes	3.698	0,43	3.682
PASIVO NO CORRIENTE	**24.215**	**(9,68)**	**26.810**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	107	234,38	32
Provisiones corrientes	183	(59,51)	452
Pasivos financieros corrientes:	3.020	(39,42)	4.985
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	2.967	(39,47)	4.902
b) Otros pasivos financieros	53	(36,14)	83
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	8.358	(28,17)	11.635
a) Proveedores	3.904	(17,93)	4.757
b) Otros acreedores	4.131	(36,66)	6.522
c) Pasivos por impuesto corriente	323	(9,27)	356
PASIVO CORRIENTE	**11.668**	**(31,78)**	**17.104**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	**63.377**	**(10,68)**	**70.957**

Principales variaciones del balance consolidado

En el apartado A) de este epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia"* se describen los efectos relativos al proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF y en Repsol YPF Gas. A continuación se describen otras variaciones significativas registradas en el primer semestre de 2012 en los epígrafes del balance de situación consolidado.

Otro inmovilizado intangible

En el primer trimestre de 2012 se ha materializado la adquisición a la petrolera estadounidense SandRidge Energy de aproximadamente 1.500 km^2 de dominio minero del yacimiento Missisippian Lime, que confiere a Repsol una participación del 16% y del 25% en dos áreas de este yacimiento situado entre los estados de Oklahoma y Kansas en Estados Unidos. La inversión inicial ha ascendido a 250 millones de dólares (194 millones de euros). La inversión total prevista en un periodo de tres años asciende a 1.000 millones de dólares.

Inmovilizado material

Las principales inversiones del Grupo realizadas en el primer semestre del ejercicio 2012 corresponden a activos de exploración y producción en Estados Unidos (327 millones de euros), Brasil (120 millones de euros), Trinidad y Tobago (88 millones de euros), Venezuela (74 millones de euros), Perú (67 millones de euros) y Bolivia (65 millones de euros). Adicionalmente se han realizado inversiones en activos de refino en España (296 millones de euros). Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF y Repsol YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros.

También en el primer semestre de 2012 se han reclasificado 802 millones de euros desde el inmovilizado en curso, fundamentalmente a maquinaria e instalaciones, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor.

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta

Repsol ha alcanzado un acuerdo para la venta del negocio de gas licuado del petróleo (GLP) que tiene en Chile a través de su participación en la sociedad Repsol Butano Chile, S.A.. Como consecuencia de lo anterior, a 30 de junio de 2012, se han reclasificado los activos y pasivos correspondientes como activos y pasivos mantenidos para la venta, por importe neto de 140 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

	(millones €)
Fondo comercio	92
Inmovilizado material y otros activos intangibles	90
Otros activos no corrientes	9
Activos corrientes	32
TOTAL ACTIVOS	**223**
Intereses minoritarios	4
Pasivos no corrientes	44
Pasivos corrientes	35
TOTAL PASIVO E INTERESES MINORITARIOS	**83**
VALOR NETO	**140**

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Patrimonio neto

1. Capital social y reservas

La ejecución de la primera ampliación de capital prevista en el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible", que permite a éstos decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo o en acciones nuevas de la Sociedad (véase epígrafe 20.7—"*Política de dividendos"*), aprobada el 31 de mayo por el Consejo de Administración, ha tenido los siguientes efectos en los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012:

- Los titulares del 36,36% de los derechos de asignación gratuita entregados (443.893.565 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Como consecuencia de lo anterior, en el balance de situación se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe *Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas* y la obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra;
- Los titulares del 63,64% de los derechos de asignación gratuita (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos. El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que han sido emitidas en el aumento de capital fue de 35.315.264, lo que ha supuesto un incremento de, aproximadamente, un 2,89% sobre la cifra del capital previo al aumento.

  De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012, la misma ha sido registrada en los Estados Financieros del Grupo con efectos 30 de junio de 2012.

Tras la ampliación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.256.178.727 euros, totalmente suscrito y desembolsado, integrado por 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

2. Acciones y participaciones en patrimonio propias

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros. Repsol acordó con las entidades financieras colocadoras que el 5% del capital restante de la sociedad a dicha fecha que el Grupo mantenía en autocartera tendría restringida su venta y disposición ("*lock up"*) durante un período de 90 días, que a la fecha de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012, ya ha concluido.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, el Grupo ha adquirido en el primer semestre de 2012 un total de 264.398 acciones, representativas de un 0,021% del capital social registrado a 30 de junio de 2012 (que asciende a 1.256.178.727 euros), cuyo coste ha ascendido a 4,4 millones de euros, que ha entregado a empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan.

Adicionalmente, durante el primer semestre de 2012, el Grupo ha comprado 3.566.237 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social registrado al 30 de junio de 2012, con un valor

nominal de 1 euro por acción, por un importe de 52 millones de euros. A 30 de junio de 2012 estas acciones no habían sido enajenadas.

Con ocasión de la ampliación de capital descrita en el apartado *1.Capital Social y reservas* anterior, el Grupo ha recibido en el mes de julio un total de 2.936.789 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representan un 0,23% del capital social de Repsol.

Deudas con entidades de crédito, obligaciones y otros valores negociables

El 19 de enero de 2012, el Grupo a través de Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 7 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integran en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo y se realizaron al amparo del programa "Euro 10,000,000,000 *Guaranteed Euro Medium Term Program* (EMTN)" registrado el 27 de octubre de 2011 por importe máximo de 10.000 millones de euros ante la *Commission de Surveillance du Secteur Financier* (CSSF) de Luxemburgo.

En junio de 2012 el Grupo ha cerrado dos operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 750 millones de euros, que han sido registrados en el epígrafe "*Deuda con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables* " del balance del Grupo. Sobre las obligaciones de pago de los citados instrumentos derivados, el Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre un total de 78.135.484 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 7,81% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes.

El Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V., mantiene desde 2010 un Programa Euro Commercial Paper (ECP) garantizado por Repsol S.A. por importe de 2.000 millones de euros. Durante el primer semestre de 2012, Repsol International Finance B.V., realizó emisiones de ECP por importe nominal de 1.843 millones de euros y 5 millones de dólares al amparo de este Programa. Durante el primer semestre de 2011 las emisiones de ECP ascendieron a 1.748 millones de euros y 25 millones de dólares al amparo de este Programa. El saldo vivo efectivo de las emisiones realizadas al amparo del mismo a 30 de junio de 2012 era de 235 millones de euros (765 millones de euros a 30 de junio de 2011).

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 30 de junio de 2012 es de 12.000 millones de euros, al amparo del cual, en enero de 2012, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 225 millones de euros (este último importe se presenta teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Asimismo durante el primer semestre de 2012, Gas Natural Fenosa ha seguido realizando emisiones bajo su programa de *Euro Comercial Paper* (ECP) y el programa de Pagarés, por un importe agregado total de 389 millones de euros (397 millones de euros a 30 de junio de 2011) (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Repsol, S.A. firmó el 7 de junio de 2011 un Programa de emisión de Pagarés de importe 500 millones de euros. Durante el primer semestre de 2012, Repsol realizó emisiones de Pagarés por importe nominal de 455 millones de euros al amparo de este Programa. El saldo vivo nominal de las emisiones realizadas al amparo del mismo a 30 de junio de 2012 era de 50 millones de euros.

Cuenta de resultados consolidada de Repsol a 30 de junio de 2012 y 2011

A continuación se recoge la cuenta de resultados consolidada del Grupo Repsol correspondiente a 30 de junio de 2012 y 2011. La cuenta de resultados consolidada correspondiente al primer semestre de 2011, cerrado a 30 de junio, ha sido re-expresada a efectos comparativos con respecto a la formulada en los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2011, para clasificar las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. pertenecientes al Grupo Repsol en el ejercicio 2011 en los epígrafes referidos a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 (*"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas").*

	30/06/12		**30/06/11(1)**
	(millones €)	**Var. 12-11**	**(millones €)**
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA	**Datos con revisión limitada**	**(%)**	**Datos no auditados**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**1.966**	**(6,78)**	**2.109**
Upstream	1.144	41,94	806
GNL	237	41,07	168
Downstream	277	(62,77)	744
Gas Natural SDG	475	(7,23)	512
Corporación y otros	(167)	38,02	(121)
RESULTADO FINANCIERO	**(433)**	**15,78**	**(374)**
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	**66**	**100,00**	**33**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**1.599**	**(9,56)**	**1.768**
Impuesto sobre beneficios	(674)	4,50	(645)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	**925**	**(17,63)**	**1.123**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(22)	(66,67)	(66)
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas	**903**	**(14,57)**	**1.057**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE POR OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	242	**(34,77)**	371
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	29,76	(84)
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones interrumpidas	**133**	**(53,66)**	**287**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.036**	**(22,92)**	**1.344**

(1) Incluye las modificaciones necesarias con respecto a los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2011, en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., propiedad de Repsol, de acuerdo con lo descrito en el apartado A) anterior de este epígrafe 20.6.1.

Principales variaciones de la cuenta de resultados consolidada

El resultado de explotación de operaciones continuadas correspondiente al primer semestre de 2012 ha ascendido a 1.966 millones de euros, un 6,8% inferior al del mismo periodo de 2011, que ascendió a 2.109 millones de euros. Esa diferencia se explica, fundamentalmente, por el impacto de los precios del crudo y los productos petrolíferos sobre los inventarios de los negocios downstream, que en 2011 permitieron la obtención de ganancias que no han tenido continuidad en 2012. Aislado ese efecto, los negocios muestran resultados superiores en 2012, especialmente los de Upstream y GNL, afectados fundamentalmente por la reanudación de la actividad en Libia y la mejora de volúmenes y márgenes, respectivamente, logrando compensar el descenso del resultado asociado a la caída de volúmenes y márgenes del negocio químico y, en menor medida, las ventas en el negocio de marketing Europa como consecuencia de la crisis económica.

No obstante, se ha producido una notable mejoría del EBITDA por operaciones continuadas, que alcanzó 3.331 millones de euros en el primer semestre de 2012, frente a los 3.089 millones de euros del primer semestre de 2011.

El resultado de Repsol atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas en el primer semestre de 2012 ascendió a 903 millones de euros, un 14,6% inferior con el registrado en el mismo periodo de 2011.

El resultado total atribuido a la sociedad dominante en el primer semestre de 2012 ascendió a 1.036 millones de euros, un 22,9% inferior al del primer semestre de 2011. Ese resultado incluye el atribuido a las actividades interrumpidas, derivado de las operaciones de YPF e inversiones relacionadas, que ha ascendido a 133 millones en el primer semestre de 2012, frente a 287 millones de euros en el primer semestre de 2011.

Resultado de Explotación

Upstream

El resultado de explotación en el primer semestre de 2012 ascendió a 1.144 millones de euros, lo que representa un incremento del 42% frente al primer semestre de 2011, debido a los mayores volúmenes de producción, especialmente de líquidos, principalmente por la reanudación de la actividad en Libia tras la suspensión entre marzo y octubre de 2011, a los mayores precios de realización internacionales de crudo y gas en el periodo (que se comportan mejor que las referencias internacionales del Brent y del Henry Hub) y al efecto positivo de la revalorización del dólar.

GNL

El resultado de explotación se situó en 237 millones de euros en el primer semestre de 2012, muy superior a los 168 millones de euros registrados en el mismo período de 2011. Este aumento se explica fundamentalmente por mayores márgenes de comercialización de GNL y por el efecto positivo de la revalorización del dólar.

Downstream

El resultado de explotación en el primer semestre de 2012 fue de 277 millones de euros, lo que supone una reducción de un 63% frente a los 744 millones de euros del mismo período de 2011. Los factores más destacables de estos resultados son: el impacto de la evolución de los precios del crudo y los productos petrolíferos sobre los inventarios, el deterioro de los márgenes y volúmenes en el negocio químico y los menores volúmenes de ventas en Marketing Europa, como consecuencia de la crisis económica.

Gas Natural Fenosa

El resultado de explotación del primer semestre del año 2012 ha sido de 475 millones de euros, frente a los 512 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Aislando la plusvalía por la venta de puntos de suministro de gas en Madrid registrada en 2011, el resultado aumenta debido principalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y de Unión Fenosa Gas, que se compensa parcialmente por el impacto en los resultados del negocio eléctrico en España del RD-Ley 13/2012 y el efecto en los resultados de las desinversiones realizadas durante 2011 (activos de distribución de gas en Madrid y de distribución de electricidad en Guatemala).

Corporación

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2012 se registró un resultado negativo de 167 millones de euros, frente a los 121 millones de euros de gasto neto de 2011

Resultado Financiero

El resultado financiero del primer semestre de 2012 ha ascendido a 433 millones de euros de gasto, lo que representa un incremento del gasto neto de 59 millones de euros respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, debido principalmente al aumento de la carga por intereses.

Los principales conceptos que recoge son los siguientes:

	30/06/2012	30/06/2011
RESULTADO FINANCIERO	**(millones €)**	
Intereses netos (incluye preferentes)	(325)	(260)
Resultado de posiciones	8	(24)
Actualización de provisiones	(30)	(45)
Intercalarios	36	67
Otros gastos financieros	(122)	(112)
TOTAL	**(433)**	**(374)**

Impuesto Sobre Beneficios

El tipo impositivo efectivo para el primer semestre de 2012 aplicable al resultado de las operaciones continuadas se ha estimado en un 44%, que resulta superior al estimado para el mismo período del año anterior (37,2%), debido principalmente al aumento de resultados en negocios que soportan una carga fiscal elevada, como son los del upstream y, de manera destacada, el de Libia.

Resultado de Operaciones Interrumpidas

El resultado neto por operaciones interrumpidas recoge los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de su grupo (ver apartado A) "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF, Gas, S.A.*" de este epígrafe 20.6.1) y los efectos registrados por la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación. Dicho resultado ha ascendido a 133 millones de euros en el primer semestre de 2012 y a 287 millones de euros en el primer semestre de 2011.

Estado de flujos de efectivo consolidado a 30 de junio de 2012 y 2011

A continuación se recoge el estado de flujos de efectivo consolidado del Grupo Repsol correspondiente a 30 de junio de 2012 y 2011. El estado de flujos de efectivo correspondiente al primer semestre de 2011, cerrado a 30 de junio, ha sido re-expresado a efectos comparativos con respecto al formulado en los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2011 para clasificar los flujos de efectivo de las operaciones afectadas por la expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. pertenecientes al Grupo Repsol en el ejercicio 2011 en los epígrafes referidos a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO	30/06/2012 (millones €) Datos con revisión limitada	Var. 12-11 (%)	30/06/2011[1] (millones €) Datos no auditados
Resultado antes de impuestos	**1.599**	**(9,56)**	**1.768**
Ajustes de resultado	**1.732**	**31,11**	**1.321**
Amortización del inmovilizado	1.287	23,28	1.044
Otros ajustes del resultado (netos)	445	60,65	277
Cambios en el capital corriente	**(139)**	**(86,89)**	**(1.060)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	**(747)**	**34,11**	**(557)**
Cobros de dividendos	37	117,65	17
Cobros/(pagos) por impuesto sobre beneficios	(637)	30,53	(488)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(147)	70,93	(86)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación[2]	**2.445**	**66,10**	**1.472**
Pagos por inversiones:	**(1.863)**	**(2,82)**	**(1.917)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(57)	(36,67)	(90)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.674)	8,91	(1.537)
Otros activos financieros	(132)	(54,48)	(290)
Cobros por desinversiones:	**395**	**(32,94)**	**589**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	43	(40,28)	72
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	19	(91,40)	221
Otros activos financieros	333	12,50	296
Otros flujos de efectivo	**2**	**(133,33)**	**(6)**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión[2]	**(1.466)**	**9,90**	**(1.334)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**1.313**	**--**	**--**
Adquisición	(56)	--	--
Enajenación	1.369	--	--
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control[3]	**--**	**--**	**--**
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**108**	**(108,54)**	**(1.264)**
Emisión	5.443	98,79	2.738
Devolución y amortización	(5.335)	33,31	(4.002)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**(685)**	**2,09**	**(671)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación[2]	**(110)**	**(84,33)**	**(702)**
Pagos de intereses	(413)	(1,43)	(419)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	303	(207,07)	(283)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación	**626**	**(76,26)**	**(2.637)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	15	(113,64)	(110)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	**1.620**	**(37,91)**	**(2.609)**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de op. Interrumpidas	874	54,69	564
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de op. interrumpidas	(872)	18,00	(738)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de op. Interrumpidas[3]	(339)	(116,15)	2.099
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio operaciones interrumpidas	(7)	(75,00)	(28)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas	**(344)**	**(118,13)**	**1.897**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	2.677	(58,48)	6.448
Efectivo y equivalentes al final del periodo	3.953	(31,08)	5.736

(1) Incluye las modificaciones necesarias con respecto a los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al período de seis meses terminado al 30 de junio de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF y Repsol YPF Gas propiedad de Repsol, de acuerdo con lo descrito en el apartado A) anterior de este epígrafe 20.6.1.

(2) Corresponde a los flujos de efectivo de operaciones continuadas.

(3) En 2011 incluye los flujos de efectivo generados como consecuencia de la venta de YPF por importe de 1.831 millones de euros.

20.6.2 Información financiera intermedia adicional

No procede.

20.7 Política de dividendos

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—"*Patrimonio Neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente (véase las Secciones II.C) y II.D) del presente Documento de Registro).

El importe de la distribución de dividendos es fijado por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. a propuesta del Consejo de Administración. En la actualidad, Repsol, S.A. no ha establecido una política de reparto de dividendos. Asimismo, el pago de dividendos que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó aprobar un nuevo sistema de retribución para los accionistas en sustitución del dividendo complementario de 2011 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2012. Al amparo de este sistema, Repsol ofrece a los accionistas una alternativa que les permita recibir acciones liberadas de Repsol, S.A., sin limitar su posibilidad de percibir una retribución en efectivo.

Esta opción se instrumenta a través de dos aumentos de capital liberado, que han sido objeto de aprobación por la Junta General de Accionistas mencionada anteriormente. Los aumentos del capital liberado podrán ser ejecutados por el Consejo de Administración en el plazo de un año desde el acuerdo de la Junta General de Accionistas. Con ocasión de la ejecución de cada aumento de capital, cada accionista de Repsol, S.A. recibiría un derecho de asignación gratuita por cada acción de Repsol, S.A. que posea. Los referidos derechos serían objeto de negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, a través del Sistema de Interconexión Bursátil Español (Mercado Continuo) y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

En función de la alternativa escogida, cada uno de los accionistas podría recibir, bien nuevas acciones liberadas, o bien un importe en efectivo como consecuencia de la venta de los derechos de asignación gratuita a Repsol (en virtud del compromiso que asumiría Repsol, a un precio fijo garantizado) o en el mercado (en cuyo caso, la contraprestación variaría en función de la cotización de los derechos de asignación gratuita).

Las ampliaciones de capital se efectuarían libres de gastos y comisiones para los suscriptores en cuanto a la asignación de las nuevas acciones emitidas. Repsol asumiría los gastos de emisión, suscripción, puesta en circulación, admisión a cotización y demás relacionados con la ampliación de capital. Sin perjuicio de lo anterior, las entidades participantes en Iberclear en las que se encuentren depositadas las acciones podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y los gastos repercutibles a los accionistas en concepto de administración y tramitación de órdenes de compra y venta de derechos de asignación gratuita que libremente determinen.

El mismo 31 de mayo, tras la celebración de la Junta general, el Consejo de Administración de la Sociedad aprobó el inicio de la ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital. Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 21 de junio y el 5 de julio de 2012. Los titulares del 63,64% de los derechos (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos. El número definitivo de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que han sido emitidas en el aumento de capital fue de 35.315.264, lo que supuso un incremento del 2,89% sobre la cifra del capital previo al aumento.

Por otro lado durante el plazo establecido al efecto, los titulares de 36,36% derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol adquirió los indicados

derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros (véase epígrafe 20.6.1. B) *"Estados Financieros Consolidados al 30 de junio de 2012"* en relación con los efectos registrados en los Estados Financieros intermedios como consecuencia de este Programa).

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 4—*"Estimaciones y juicios contables"*, en la Nota 24—*"Situación fiscal"* y en la Nota 34—*"Pasivos contingentes y compromisos"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 (véase la Sección II.C) del presente Documento de Registro). Dicha información se actualiza con la incluida a continuación sobre determinados litigios o arbitrajes para los cuales ha habido acontecimientos relevantes posteriores a la formulación de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011.

Tras los hechos ocurridos en Argentina y que se detallan en el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* de la Sección I del presente Documento de Registro, la información a la que se refiere el párrafo anterior ha de ser revisada en lo que se refiere a los procedimientos judiciales que se siguen en Argentina y en los Estados Unidos para recoger única y exclusivamente aquellos litigios en los que en Repsol figura como parte demandada (que figuran en los apartados A) y B) a continuación), excluyendo los procedimientos en que YPF, S.A. o sociedades dependientes de YPF aparecen como demandadas.

A) ARGENTINA

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada)

Un antiguo empleado de YPF antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (el "**PPP**"), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF, S.A. y Repsol solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la "**Medida Cautelar"**) presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF llevada a cabo por Repsol o por YPF, salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones. Contra dicha medida cautelar, YPF y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Paralelamente, en marzo de 2011, YPF obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol posee de YPF. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF, siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social. De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), ninguna de ambas compañías demandadas debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de YPF excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece. Con fecha 21 de julio de 2011, el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol, S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires,

decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad. La sentencia se encuentra firme. En abril 2012, el expediente quedó finalmente radicado en el Juzgado Nacional en lo Contencioso-Administrativo Federal de la Capital Federal nº12, a cargo del Dr. Guillermo Rossi.

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997 suma que, actualizada, ascendería a 365 millones de pesos argentinos (66 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente nº4444).

Repsol ha tenido conocimiento a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF, S.A., en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS , cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF, S.A., vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, remplazándola por la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas. Con fecha 18 de junio de 2012, Repsol presentó recurso de reposición, con apelación en subsidio, contra la modificación de la medida cautelar anteriormente mencionada.

Repsol ha sido notificada con fecha 25 de junio de 2012 de la demanda interpuesta.

B) ESTADOS UNIDOS

Litigio del Río Passaic/Bahía de Newark

Los hechos a los que se hace referencia en este apartado están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como con la venta por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a una filial de Occidental

Petroleum Corporation (“Occidental”), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol adquirió YPF.

En diciembre de 2005, el Department of Environmental Protection (DEP) y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol S.A.), YPF S.A., YPF Holdings Inc., CLH Holdings Inc., Tierra Solutions Inc., Maxus Energy Corporation, así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010, la demanda se amplió a YPF International S.A. y a Maxus International Energy Company. Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Diamond Shamrock Chemical Company en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark).

En febrero de 2009, Maxus y Tierra trajeron al proceso a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) como terceros (“Third Parties”) que podrían tener responsabilidad.

El DEP no ha cuantificado los daños, pero:

a) sostuvo que el límite de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no sería aplicable al caso;

b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remediación, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales (Natural Resources Damages Assesment); e

c) indicó que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos, que hasta la fecha no se conocen.

En octubre de 2010 algunas terceras partes plantearon varias mociones “*motions to sever and stay*” para suspender el juicio respecto de ellos. No obstante, dichas mociones han sido rechazadas. Asimismo, algunas terceras partes presentaron mociones "*motions to dismiss*" (falta de legitimación pasiva) con el fin de salirse del proceso. Sin embargo, dichas mociones fueron igualmente rechazadas en enero de 2011.

En mayo de 2011, el Tribunal aprobó la “*Case Management Order XVII*” (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron las correspondientes mociones (“*motions for summary judgment”)*. Sobre estas mociones el Tribunal ha fallado lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation and Diamond Shamrock Chemicals Company; (ii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado, en tanto en cuanto el Estado pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio “Aetna” deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina *“collateral estoppel”*; (iii) el Tribunal ha fallado que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de conformidad con la “*Spill Act*” de Nueva Jersey por el mero hecho de ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue; y (iv) la Corte ha fallado que Maxus tiene una obligación bajo el “*Stock Purchase Agreement”* de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del “*Spill Act*” derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron nuevas mociones (“*motions for summary judgement*”) contra Maxus. El 21 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable como sucesor de “Old Diamond Shamrock”. La Corte confirmó que Occidental es el verdadero sucesor, aunque deja abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de la sucesión, en caso de que se considere, más adelante en el proceso, que existen daños punitivos; (ii) no se puede reinterpretar los términos del *“Indemnity Agreement”* entre Maxus y Occidental , por lo que el Estado de New Jersey, no tiene derecho a reclamar directamente dicha *indemnity* contra Maxus, ya que el Estado de New Jersey no es parte del contrato; y (iii) Maxus puede considerarse como *alter ego* de Tierra. Para llegar a esa conclusión, la Corte señala que Tierra era a todos los efectos una “cascara” o “caparazón” que se creó para evitar las responsabilidades históricas. Por ello, y como consecuencia de que Maxus es considerada alter ego de Tierra, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* en la misma medida que Tierra.

Con base en la información disponible a la fecha del presente Documento de Registro y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

C) ECUADOR

Reclamación presentada por Ecuador TLC (Petrobras)

El 14 de mayo de 2012 Ecuador TLC (Petrobras) presentó ante el Centro Internacional de Resolución de Disputas (ICDR) demanda contra Repsol Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), Murphy Ecuador Ltd. (Amodaimi) y Canam Offshore Ltd. por entender (i) infringido el Acuerdo de Transporte suscrito entre la compañía demandante y Murphy Ecuador Limited y Canam Offshore Ltd. al no comprometer la totalidad de la producción; (ii) incumplido con el pago de la tarifa en dicho volumen; y, (iii) revelado información confidencial a Repsol relacionada con la tubería del Oleoducto de Crudos Pesados. Ecuador TLC S.A. solicita a los árbitros a) de la razón a Ecuador TLC y se le paguen los daños y perjuicios causados en el Acuerdo de Transporte, incluyendo intereses y honorarios de abogados; b) conceda una declaratoria de ayuda o emergencia, considerando que Murphy y Canam son conjunta y solidariamente responsables por todas las cantidades solicitadas por Ecuador TLC en este arbitraje, siendo además Repsol totalmente responsable por todas las cantidades adeudadas por Canam según petitorio formulado por Ecuador TLC en este arbitraje; por su parte, Murphy habiendo ejercido su derecho a extender el período del Acuerdo de Transporte hasta Diciembre de 2018, es responsable por los daños derivados del Acuerdo de Transporte, incluidos los intereses y honorarios de abogados, desde febrero de 2012 hasta diciembre de 2018; c) se pague por cualquier otro costo o ayuda, tanto general como específica, en derecho y en equidad, a las que Ecuador TLC tenga derecho. La reclamación ascendería a un importe de 82 millones de dólares (65 millones de euros).

D) PROCEDIMIENTOS INICIADOS POR REPSOL COMO CONSECUENCIA DE LA EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO EN YPF.

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación del 51% de las acciones “Clase D” de la principal petrolera del país, YPF, S.A., de titularidad de la española Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación de Repsol en la argentina Repsol YPF Gas, S.A., empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del capital social de Repsol YPF Gas, S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en tiempo récord (21 días) una Ley excepcional, la Ley de Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF y Repsol YPF Gas, por la que el Estado Argentino, a través del Poder Ejecutivo Nacional, además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionariales referidas, ocupaba

temporáneamente los derechos inherentes a las acciones de Repsol sujetas a expropiación sin esperar a sentencia judicial alguna ni a compensar previamente el valor de las acciones afectadas.

La indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; además, dentro de YPF, S.A. Repsol (57,4%) es el único accionista perjudicado. Lo mismo ocurre en Repsol YPF Gas, S.A.

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (Artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento, el disfrute de tales inversiones; prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (IV-1); se obligó a que, en caso de nacionalización o expropiación, nunca actuaría discriminatoriamente contra los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora una indemnización adecuada, en moneda convertible (V); y asumió que reconocería a los inversores españoles las normas más favorables que Argentina hubiera reconocido a favor a otros inversores extranjeros (IV-2; VII).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que *"la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada.* […] *Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie."* Asimismo proclama (artículo 20) que *"los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos* […]*."*

Por otro lado, en 1993, con ocasión de la privatización de YPF y para atraer inversores extranjeros, el Estado Argentino asumió un compromiso, recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF y publicitado en el folleto informativo que registró entonces YPF ante la *Securities Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos, por el cual si en el futuro el Estado Argentino volvía a tomar el control de YPF, los accionistas de YPF tendrían un derecho de salida de la compañía re-estatizada, consistente en la obligación del Estado Argentino de recomprarles sus acciones a un determinado precio que fija el propio Estatuto Social, debiendo verificarse tal recompra a través de una OPA del Estado Argentino sobre el 100% del capital social. Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF dispone que la participación del Estado Argentino en YPF no se podría computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía ni tendría derechos de voto ni económicos.

Repsol considera ilegítima la expropiación mencionada y tiene el propósito de ejercer cuantas acciones legales le correspondan y sean pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo se destacan las siguientes:

1. Controversia bajo el Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones

El 10 de mayo de 2012, Repsol envió a la Presidenta de la República Argentina una notificación formal de controversia y de inicio del plazo para su resolución amigable para el acuerdo para la promoción y la protección recíproca de inversiones entre el Reino de España y la Republica Argentina que entró en vigor el 28 de septiembre de 1992. A esta carta siguió otra de 28 de mayo de 2012 en la que Repsol invitó al gobierno argentino a iniciar las negociaciones previstas en el Tratado. Estas cartas han sido contestadas por la Procuradora del Tesoro de la Nación alegando pretextos formales. Tras el debido periodo de negociaciones que debería extenderse por al menos 6 meses si las partes no

hubieran llegado a un acuerdo quedaría expedita la vía para acudir al CIADI para dirimir la controversia.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida y ser indemnizado por el estado argentino.

2. Demanda por inconstitucionalidad de la intervención de YPF por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones "Clase D" de YPF, S.A., titularidad de Repsol.

El 1 de junio de 2012, Repsol presentó ante los Tribunales argentinos una demanda solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley Nº 26.741 ("Ley de Expropiación")) y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en forma manifiesta los artículos 14, 16 ,17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN Nº 530/2012, del Decreto PEN Nº 532/2012 y del Decreto PEN Nº 732/2012 (conjuntamente, los **"Decretos"**), y de cualquier otra norma, resolución, acto , instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares las cuales no han sido estimadas. Los próximos hitos en relación con esta acción son, respecto de la acción principal, que se resuelva el conflicto de competencia y el órgano competente dicte resolución sobre el fondo de la acción ejercitada, y respecto de las medidas cautelares, que la Cámara de apelación resuelva sobre el recurso de apelación presentado por Repsol contra la desestimación en primera instancia de las medidas cautelares solicitadas.

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Buenos Aires reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF.

3. "Class Action Complaint" ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

El 15 de mayo de 2012, Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la "Clase D" de YPF, con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la "Clase D" en los términos del Estatuto de YPF, (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda se encuentra actualmente en proceso de notificación al Estado argentino.

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF no expropiadas.

4. Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiera al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

Esta demanda se encuentra actualmente en proceso de notificación al Estado argentino.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

En julio de 2012, Repsol ha alcanzado un acuerdo con un consorcio de inversores chilenos, para la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile por un importe aproximado de 540 millones de dólares. Repsol Butano Chile posee una participación del 45% de Lipigas, compañía presente en el mercado chileno de comercialización de GLP, además de otros activos financieros. El perfeccionamiento de esta transacción está sujeto al cumplimiento de las condiciones habituales en este tipo de operaciones. A 30 de junio de 2012 los activos y pasivos de las sociedades que se van a vender se han clasificado en los epígrafes Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta del balance de situación consolidado (véase apartado B) del epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia*").

En julio de 2012, se materializó una operación de financiación a través de instrumentos derivados por importe de 250 millones de euros y un plazo de 12 meses, independiente de las dos cerradas en junio de 2012 y de las cuales se informan en el apartado B) del epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia*". Esta tercera operación, que también lleva aparejada garantías financieras pignoraticias de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, supone que a la fecha de formulación de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012, existen garantías financieras pignoraticias sobre un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 10,47% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes.

Desde el 25 de julio de 2012, fecha de fecha de formulación de los últimos Estados Financieros intermedios resumidos consolidados, no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera o comercial de Repsol.

21. INFORMACIÓN ADICIONAL

21.1 Capital social

21.1.1 Importe del capital emitido

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011, así como en el apartado A.1 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2011 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, el capital social de Repsol, S.A. es de 1.256.178.727 euros, dividido en 1.256.178.727 acciones ordinarias representadas por medio de anotaciones en cuenta de una única serie y de un valor nominal de 1 euro cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

a) Número de acciones autorizadas

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010 acordó autorizar al Consejo de Administración, para que, al amparo de lo previsto en el artículo 297.1.b) de la LSC, pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, dentro del plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 acciones, cifra que es inferior en 50 céntimos de euro a la mitad del capital social de Repsol, S.A. en la fecha del acuerdo de la Junta General.

Los aumentos de capital al amparo de esta autorización se realizarán mediante la emisión y puesta en circulación de nuevas acciones –con o sin prima– cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias. En relación con cada aumento, corresponderá al Consejo de Administración decidir si las nuevas acciones a emitir, en su caso, son ordinarias o sin voto, y fijar, en todo lo no previsto, los términos y condiciones de los aumentos de capital y las características de las acciones, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de ejercicio del derecho de suscripción preferente.

El Consejo de Administración podrá también establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital quedará aumentado sólo en la cuantía de las suscripciones efectuadas y dar nueva redacción a los artículos de los Estatutos Sociales relativos al capital y número de acciones. Asimismo, en relación con los aumentos de capital que se realicen al amparo de esta autorización, el Consejo de Administración podrá decidir la exclusión, total o parcialmente, del derecho de suscripción preferente, si bien esta facultad quedará limitada a ampliaciones de capital que se realicen al amparo de la delegación hasta la cantidad máxima correspondiente al 20% del capital social de Repsol, S.A. en el momento de esta autorización.

Igualmente, el Consejo de Administración está autorizado para delegar a favor de la Comisión Delegada y/o en uno o varios de los miembros del Consejo o apoderados de la Sociedad las facultades conferidas en virtud del referido acuerdo.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de 31 de mayo de 2012 aprobó la delegación en el Consejo de la facultad de emitir, en nombre de Repsol y en una o varias ocasiones, por un plazo máximo de 5 años y por un importe máximo de 8.400 millones de euros, según la siguiente proporción, (i) emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de la Sociedad o de *warrants* sobre acciones de nueva emisión de la Sociedad (importe máximo de 4.400 millones de euros); y (ii) emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de la Sociedad o de

warrants en las que no se excluya el derecho de suscripción preferente o de valores (incluyendo *warrants*) canjeables en acciones de otras sociedades (importe máximo de 4.000 millones de euros).

b) Número de acciones emitidas e íntegramente pagadas y las emitidas pero no pagadas íntegramente.

A la fecha del presente Documento de Registro, todas las acciones emitidas de Repsol, S.A. están íntegramente desembolsadas.

c) Valor nominal por acción, o que las acciones no tienen ningún valor nominal

El valor nominal unitario por acción es de 1 euro.

d) Número de acciones de la sociedad en circulación al inicio y al final del ejercicio 2011

El número de acciones de Repsol, S.A. en circulación durante todo el ejercicio 2011 ha sido de 1.220.863.463 acciones.

No obstante, el 31 de mayo de 2012 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" (véanse apartados *a) "Número de acciones autorizadas"* de este epígrafe, y epígrafe 20.7—*"Política de dividendos"*). El mismo 31 de mayo el Consejo de Administración de la Sociedad aprobó el inicio de la ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital.

Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 21 de junio y el 5 de julio de 2012. Los titulares del 63,64% de los derechos (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos.

El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que han sido emitidas en el aumento de capital fue de 35.315.264, lo que ha supuesto un incremento del 2,89% sobre la cifra del capital previo al aumento. La ampliación de capital ha quedado inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de julio y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 13 de julio de 2012. Se ha solicitado también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Tras la ampliación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.256.178.727 euros, totalmente suscrito y desembolsado, integrado por 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.

No existen acciones que no representen el capital.

21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 15—*"Patrimonio neto"* y la Nota 37–*"Hechos posteriores"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011, así como, dentro del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2011, en el apartado *"Situación financiera"* y en el apartado A.8 y A.9 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2011 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2011 (véase Sección II.C)

del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza con la que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, el Grupo Repsol directamente, o a través de sus sociedades participadas, es titular de 67.546.199 acciones representativas del 5,38% del capital social actual de Repsol, S.A. (véase epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia"*).

21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. no ha emitido valores canjeables ni convertibles en acciones o *warrants*.

21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

Al margen de lo dispuesto en el epígrafe 21.1.1 a), a la fecha del presente Documento de Registro no existen derechos de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 31—"*Desinversiones y enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro). Esta información se complementa con la contenida en el epígrafe 22—"*Contratos Relevantes"*) del presente Documento de Registro (este último relativo al acuerdo entre Repsol y Petersen para la venta de un porcentaje del capital de YPF, S.A.).

21.2 Estatutos y escritura de constitución

21.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2 de los Estatutos Sociales, Repsol, S.A. tiene por objeto

"I. La investigación, exploración, explotación, importación, almacenamiento, refino, petroquímica y demás operaciones industriales, transporte, distribución, venta, exportación y comercialización de hidrocarburos de cualquier clase, sus productos derivados y residuos.

II. La investigación y desarrollo de otras fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos y su explotación, fabricación, importación, almacenamiento, distribución, transporte, venta, exportación y comercialización.

III. La explotación de inmuebles y de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga la Sociedad.

IV. La comercialización de todo tipo de productos en instalaciones anexas a estaciones de servicio y aparatos surtidores y a través de las redes de comercialización de los productos de fabricación propia, así como la prestación de servicios vinculados al consumo o utilización de estos últimos.

V. *La prestación a sus sociedades participadas de servicios de planificación, gestión comercial, "factoring" y asistencia técnica o financiera, con exclusión de las actividades que se hallen legalmente reservadas a entidades financieras o de crédito."*

Sin perjuicio de su obtención o consulta en el Registro Mercantil de Madrid, cualquier persona interesada puede consultar los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. en el domicilio social de la misma, e igualmente a través de la página *web* de Repsol (www.repsol.com).

La escritura de constitución de Repsol, S.A. puede ser consultada en el Registro Mercantil de Madrid.

21.2.2 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.

Las cláusulas relativas a los miembros de los órganos administrativos, de gestión y de supervisión, se recogen en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración. Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. que puede consultarse en la página *web* de Repsol (www.repsol.com) y en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es).

El Capítulo Tercero del Reglamento del Consejo contiene el Estatuto Jurídico del Consejero de Repsol, S.A. en el que se regulan cuestiones como el nombramiento, reelección, ratificación y cese; régimen de incompatibilidades; duración del cargo; deberes generales; deber de confidencialidad; obligación de no competencia, uso de información y activos sociales; oportunidades de negocios; operaciones vinculadas; derecho de asesoramiento e información y régimen retributivo del Consejero.

A través de diversas revisiones realizadas desde septiembre de 2011, y, en el marco de una reforma global del gobierno corporativo de Repsol, S.A., se modificaron los artículos 19 ("*Obligación de no competencia"*) y 22 ("*Operaciones vinculadas"*) del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de reforzar las medidas de protección del interés social en casos de conflictos de intereses, derivados de la realización de operaciones vinculadas y situaciones de competencia (véase epígrafe 14.2 de la presente Sección II.B) del Documento de Registro). La Junta General Ordinaria de Accionistas de 31 de mayo de 2012 aprobó incorporar a los Estatutos Sociales (nuevos artículos 22.bis y 44.bis) las previsiones de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, en el marco de la citada reforma global de Gobierno Corporativo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de 31 de mayo de 2012 aprobó la modificación de los Estatutos Sociales con el objetivo de reforzar la independencia del Consejo y mejorar su funcionamiento, de conformidad con las mejores prácticas y recomendaciones nacionales e internacionales de Gobierno Corporativo (entre otras materias, limitación del número de mandatos de los Consejeros externos independientes, seguimiento de políticas de diversidad en la selección de candidatos al puesto de Consejeros, composición de las Comisiones del Consejo y exigencia de una evaluación externa del Consejo cada 3 años).

21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.

La modificación de los derechos de los accionistas de Repsol, S.A. requiere la modificación de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A.

Hasta la celebración de la última Junta General Ordinaria de la Sociedad el pasado 31 de mayo de 2012, los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. no establecían condiciones distintas de las contenidas en

la LSC para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27 (*"Deliberación y adopción de acuerdos"*), relativo al número máximo de votos que podía emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial, contenida en el último párrafo del artículo 22 (*"Acuerdos especiales, constitución y mayorías"*) de los mencionados Estatutos Sociales, requerían, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

La Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012 aprobó la supresión de las anteriores previsiones del artículo 22 (*"Acuerdos especiales, constitución y mayorías"*) y del artículo 27 (*"Deliberación y adopción de acuerdos"*) de los Estatutos Sociales y la inclusión en el artículo 22 de una referencia a los nuevos supuestos de mayorías cualificadas: (i) modificaciones a los artículos 22.bis (*"Operaciones vinculadas"*) y 44.bis (*"Prohibición de competencia"*) de los Estatutos Sociales; (ii) la autorización de operaciones vinculadas significativas; y (iii) la concesión por la Junta General de Accionistas de la prohibición de competencia a los administradores.

21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.

Convocatoria

1. La Junta General, Ordinaria o Extraordinaria, se convocará por el Consejo de Administración mediante anuncio publicado, al menos, en los siguientes medios: (i) el Boletín Oficial del Registro Mercantil o uno de los diarios de mayor circulación en España; (ii) la página *web* de la CNMV; y (iii) en la página *web* de Repsol (www.repsol.com), por lo menos un mes antes de la fecha fijada para su celebración, salvo en los casos en que la ley establezca una antelación diferente, en cuyo caso se estará a lo que ésta disponga.

   El anuncio contendrá las menciones legalmente exigibles y, en todo caso, expresará el nombre de la sociedad, la fecha, hora y lugar de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que vayan a tratarse incluidos en el Orden del Día, así como el cargo de la persona o personas que realicen la convocatoria. Asimismo, hará constar la fecha y hora en la que, si procediera, se reunirá la Junta General de Accionistas en segunda convocatoria, en cuyo caso entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. Asimismo, el anuncio expresará la fecha en la que el accionista deberá tener registradas a su nombre las acciones para poder participar y votar en la Junta General de Accionistas. El anuncio consignará igualmente el lugar y la forma en que puede obtenerse el texto completo de los documentos y propuestas de acuerdo y la dirección de la página *web* en que estará disponible la información, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.

   Además, el anuncio deberá contener una información clara y exacta de los trámites que los accionistas deberán seguir para participar y emitir su voto en la Junta General de Accionistas, incluyendo, en particular, los siguientes extremos:

   a) El derecho a solicitar información, a incluir puntos en el orden del día y a presentar propuestas de acuerdo, así como el plazo de ejercicio. Cuando se haga constar que en la página *web* de la sociedad se puede obtener información más detallada sobre tales derechos, el anuncio podrá limitarse a indicar el plazo de ejercicio.

   b) El sistema para la emisión de voto por representación, con especial indicación de los formularios que deban utilizarse para la delegación de voto y de los medios que deban emplearse para que la sociedad pueda aceptar una notificación por vía electrónica de las representaciones conferidas.

c) Los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia, sea por correo o por medios electrónicos.

La Junta General de Accionistas se celebrará en el lugar que indique la convocatoria dentro del municipio en que tenga su domicilio la sociedad. No obstante, la Junta podrá celebrarse en cualquier otro lugar del territorio nacional si así lo dispone el Consejo de Administración con ocasión de la convocatoria.

Si la Junta General de Accionistas, debidamente convocada, no se celebrara en primera convocatoria ni se hubiese previsto en el anuncio la fecha de la segunda, deberá ésta ser anunciada, con los mismos requisitos de publicidad que la primera, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de la Junta General de Accionistas no celebrada y con 10 días de antelación a la fecha de la reunión.

Se enviará una copia del mismo a las bolsas de valores en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

2. El Consejo de Administración deberá convocar Junta General Extraordinaria de Accionistas cuando lo solicite un número de socios titular de, al menos, un 5% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar. En este caso, el Consejo de Administración dispondrá como máximo de 2 meses, contados desde que hubiere sido requerido notarialmente al efecto, para convocar la reunión con la antelación mínima legalmente exigible.

3. Los accionistas que representen, al menos, el 5% del capital social podrán solicitar que se publique un complemento de la convocatoria de la Junta General de Accionistas incluyendo uno o más puntos en el orden del día, siempre que los nuevos puntos vayan acompañados de una justificación o, en su caso, de una propuesta de acuerdo justificada. El ejercicio de este derecho deberá hacerse mediante notificación fehaciente, donde se acreditará la titularidad del indicado porcentaje del capital y que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los 5 días siguientes a la publicación de la convocatoria. El complemento de la convocatoria deberá publicarse con 15 días de antelación como mínimo a la fecha establecida para la reunión de la Junta General de Accionistas. Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación, Repsol, S.A. hará públicas a través de su página *web* el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a Repsol, S.A.

4. Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General de Accionistas, Repsol, S.A. publicará a través de su página *web* el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del Orden del Día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. (su perfil profesional y biográfico; la relación de otros consejos de administración de los que forme parte; la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca señalándose, en el caso de dominicales, el accionista al que representa o con quien tenga vínculos; la fecha de su primer nombramiento y de los posteriores; y las acciones de Repsol, S.A. y opciones sobre las mismas de las que sean titulares). Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Derecho de asistencia y ejercicio del voto

1. Podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con 5 días de antelación a su celebración, y dispongan de la correspondiente tarjeta de asistencia, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades que legalmente corresponda. Dichas entidades deberán enviar a

Repsol, S.A., antes de la fecha establecida para la celebración de la Junta General de Accionistas, la relación de las tarjetas que hayan expedido a solicitud de sus respectivos clientes.

El Consejo de Administración podrá, dando cuenta de ello en cada convocatoria, y mientras no haya sido establecido legalmente un modelo único de tarjeta de asistencia, establecer el canje de las tarjetas de asistencia emitidas por la entidad adherida, que con carácter nominativo hayan sido expedidas por las entidades que legalmente corresponda, por otros documentos normalizados de registro de la asistencia a la Junta General de Accionistas expedidos por Repsol, S.A., para facilitar la elaboración de la lista de asistentes, el ejercicio del derecho de voto y demás derechos inherentes a la condición de accionista.

El registro de las tarjetas de asistencia comenzará 2 horas antes de la señalada para la celebración de la Junta General de Accionistas.

2. El voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el Orden del Día de cualquier clase de Junta General de Accionistas, podrá delegarse o ejercitarse por el accionista mediante correspondencia postal, electrónica o cualquier otro medio de comunicación a distancia, siempre que se garantice debidamente la identidad del sujeto que ejerce su derecho de voto. Los accionistas que emitan sus votos a distancia deberán ser tenidos en cuenta a efectos de constitución de la Junta como presentes.

   En función de las disposiciones vigentes en cada momento y del estado de la técnica, el Consejo de Administración establecerá para cada Junta el procedimiento más adecuado para la delegación o el ejercicio del derecho de voto por medio de comunicación a distancia. Dicho procedimiento será descrito con detalle en la convocatoria de la Junta General de Accionistas.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012 aprobó una modificación de los Estatutos Sociales y del Reglamento de la Junta General de Accionistas con la finalidad de adaptar ambos textos a las modificaciones legislativas más recientes y, en particular, a las introducidas en la LSC por la Ley 25/2011, de 1 de agosto, de reforma parcial de la Ley de Sociedades de Capital y de incorporación de la *Directiva 2007/36/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de julio de 2007, sobre el ejercicio de determinados derechos de los accionistas de sociedades cotizadas*, por el *Real Decreto-ley 9/2012, de 16 de marzo, de simplificación de las obligaciones de información y documentación de fusiones y escisiones de sociedades de capital* y por la *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible* (Ley de Economía Sostenible).

21.2.7 Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. ni en ninguno de sus reglamentos internos que establezca el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad de sus accionistas.

22. CONTRATOS RELEVANTES

A continuación se describen los contratos relevantes, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial, de los cuales es parte el Grupo Repsol.

Acuerdo entre Repsol, S.A. y Petersen para la venta de hasta el 25% del capital de YPF

Repsol y el grupo Petersen, tras suscribir el 21 de diciembre de 2007 un acuerdo de intenciones (*memorandum of understanding*), el 21 de febrero de 2008 formalizaron un contrato de compraventa de acciones para la adquisición por el grupo Petersen de 58.603.606 acciones (Clase D) de YPF, S.A., representadas por ADS (*American Depositary Shares*) y equivalentes al 14,9% de su capital social. El precio de la venta fue de 2.235 millones de dólares (1.768 millones de euros), de los cuales 1.015 millones de dólares (803 millones de euros) fueron prestados por Repsol a el grupo Petersen en virtud de un contrato de crédito subordinado garantizado. Los acuerdos más relevantes suscritos el 21 de febrero de 2008 en relación con la venta al grupo Petersen fueron registrados como "hecho relevante" en la CNMV ese mismo día.

De acuerdo con lo establecido en el estatuto social de YPF, S.A., en relación con accionistas que alcancen o superen una participación del 15% del capital social de YPF, S.A., el grupo Petersen formalizó una oferta de adquisición de acciones (OPA) sobre el resto del capital social de YPF, S.A., propiedad de terceros, a un precio de US$ 49,45 por acción o ADS. Repsol, de acuerdo con lo establecido en el contrato de primera opción más abajo referido con el grupo Petersen, manifestó que no acudiría a la OPA. El periodo de oferta de la OPA comenzó el 11 de septiembre de 2008 y expiró el 20 de octubre de 2008. En virtud de la OPA, el grupo Petersen adquirió un total de 1.816.879 acciones y ADSs de YPF, S.A., representando el 0,462% de su capital social.

Adicionalmente, Repsol y el grupo Petersen firmaron dos acuerdos el 21 de febrero de 2008 para que en un plazo máximo de 4 años, el grupo Petersen pudiera ejecutar sendas opciones de compra sobre participaciones adicionales del 0,1% y del 10% del capital social de YPF, respectivamente. La primera de dichas opciones de compra fue ejecutada el 12 de noviembre de 2008 mediante la formalización de un contrato de compraventa de acciones para la adquisición por parte del grupo Petersen de 393.313 acciones (Clase D) de YPF, S.A., representadas por ADSs y equivalentes al 0,1% de su capital social. Posteriormente, en mayo de 2011, el grupo Petersen ejerció la segunda opción de compra para la adquisición de 39.331.279 acciones ordinarias Clase D de YPF, S.A. (en la forma de ADS), representativas de un 10% del capital social de YPF, adelantándose a la fecha límite de febrero de 2012. El importe neto de la segunda transacción ascendió a 1.302 millones de dólares (913 millones de euros). Esta venta se ha financiado también, en parte, a través de un préstamo de Repsol al grupo Petersen por importe de 626 millones de dólares (439 millones de euros). Tras formalizarse la operación el grupo Petersen ostentaba un 25,46% de acciones de la petrolera argentina. (Véase Nota 31—"*Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control*" de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 incluidas en las Sección II.C) del presente Documento de Registro).

El saldo de los préstamos concedidos por Repsol a favor del grupo Petersen, a 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con los contratos de venta descritos anteriormente, ascendía a 1.542 millones de euros, incluyendo el principal y los intereses devengados, registrados en el epígrafe de activos financieros no corrientes de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol. El primero de estos préstamos, otorgado en 2008 devenga un interés anual de 8,12 % hasta de mayo de 2013 (fecha en que se iniciará la amortización del principal) y de 7% a partir de dicha fecha. El segundo préstamo otorgado en 2011 devenga un interés anual de 7,40% hasta noviembre de 2016 (fecha en que se iniciará la amortización del principal) y de 6,50% a partir de dicha fecha.

Ambos préstamos se encuentran garantizados mediante la constitución de un derecho real de prenda sobre parte de las acciones de YPF, S.A. adquiridas por el grupo Petersen. Concretamente, el préstamo otorgado en 2008 está garantizado por una prenda constituida sobre 18.126.746 acciones de YPF y el préstamo otorgado en 2011 está garantizado por una prenda constituida sobre 3.048.174 acciones de YPF.

Repsol, el 30 de mayo de 2012, en ejercicio de las facultades contractuales que le corresponden, notificó a las sociedades correspondientes del grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo y reclamó el pago íntegro de los mismos. De conformidad con los términos de la garantía, Repsol, en su condición de acreedor pignoraticio, podrá ejercer los derechos políticos correspondientes a las acciones (ADS) pignoradas en garantía de los mismos, que ascendían a un 5,38% del capital social de YPF, S.A. En el apartado A) del epígrafe 20.6.1—"Información financiera intermedia" se describen los efectos en los estados financieros en relación con estos vencimientos. A la fecha el Grupo no ha ejecutado la garantía sobre las acciones, que requiere el transcurso de un período legal de espera estipulado contractualmente de 150 días contados a partir del vencimiento anticipado de los contratos de préstamo. En el apartado A) del epígrafe 20.6.1—"Información financiera intermedia" se describen los efectos en los estados financieros en relación con estos vencimientos. Repsol mantiene su derecho a reclamar la totalidad de la deuda exigible incluido principal más intereses de demora, si bien a la fecha del presente Documento de Registro no ha emprendido acciones judiciales al estar sujeto al periodo de espera antes citado. Repsol no tiene garantías adicionales a las mencionadas sobre los citados préstamos.

El 6 de junio de 2008, el Banco Santander otorgó un contrato de préstamo de hasta 198 millones de dólares al grupo Petersen para la adquisición de las acciones resultantes del ejercicio de la primera opción de compra del 0,1% del capital social de YPF, S.A. y para financiar la OPA obligatoria que el grupo Petersen tenía que formular, de acuerdo con lo establecido en el Estatuto Social de YPF, S.A. El grupo Petersen dispuso de un total de 109 millones de dólares de este contrato de préstamo, que está garantizado por Repsol en virtud del contrato de garantía firmado el 6 de junio de 2008. Como contragarantía de las obligaciones de Repsol bajo el contrato de garantía, el grupo Petersen constituyó un derecho real de prenda a favor de Repsol sobre 2.210.192 acciones clase D de YPF, S.A. en forma de ADS. A 31 de marzo de 2012, el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares (72 millones de euros).

El 18 de mayo de 2012, el Banco Santander notificó al grupo Petersen el incumplimiento parcial del contrato de préstamo como consecuencia de la falta de pago por parte del grupo Petersen del plazo de amortización correspondiente al 15 de mayo de 2012, sin declarar el vencimiento anticipado del mismo. En aplicación del contrato de garantía, el Banco Santander reclamó dicho pago a Repsol, en su calidad de garante. Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares (véase apartado A) del epígrafe 20.6.1—"*Información financiera intermedia"*).

En relación con la participación del Grupo en YPF, véase el factor de riesgo "*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* en la Sección I del presente Documento de Registro.

Según lo establecido en el Acuerdo de Accionistas firmado el 21 de febrero de 2008 entre Repsol y el grupo Petersen, Repsol tenía derecho a nombrar la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de YPF, S.A. en tanto que mantuviera una participación mayoritaria en el capital social de YPF y el grupo Petersen tendría representación en el Consejo de Administración de YPF, S.A, cuya composición debería reflejar la estructura accionarial de la misma. No obstante, ciertas decisiones sobre YPF requerían el consenso previo entre Repsol y el grupo Petersen.

Estos acuerdos son públicos y figuran publicados en la CNMV mediante el "hecho relevante" núm. 89654 *"Información adicional a la venta del 14,9% de YPF"* de fecha 21 de febrero de 2008, si bien los mismos no forman parte del presente Documento de Registro.

Acuerdo de Repsol con la Caixa para el control conjunto de Gas Natural

El 11 de enero de 2000, Repsol y la Caixa firmaron un acuerdo en relación con Gas Natural, que fue modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003.

Los aspectos más significativos de estos acuerdos con la Caixa son los siguientes:

- Repsol y la Caixa controlarán conjuntamente Gas Natural de conformidad con los principios de transparencia, independencia y diligencia profesional.
- El Consejo de Administración de Gas Natural estará compuesto por 17 consejeros. Repsol y la Caixa tendrán derecho a proponer 5 consejeros cada una. Repsol y la Caixa votarán a favor de los consejeros propuestos por la otra parte. Un consejero será propuesto por Caixa de Catalunya y los 6 restantes serán consejeros independientes.
- La Caixa propondrá al Presidente del Consejo de Administración de Gas Natural y Repsol propondrá al Consejero Delegado, comprometiéndose una y otra parte a que los consejeros por cada una propuestos y nombrados apoyen la designación de estos cargos dentro del Consejo de Administración.
- La Comisión Ejecutiva de Gas Natural estará constituida por 8 miembros, 3 de los cuales serán propuestos por Repsol y 3 más por la Caixa de entre los consejeros propuestos para el Consejo de Administración de Gas Natural, incluyendo al Presidente y al Consejero Delegado. Los 2 consejeros ejecutivos restantes serán consejeros independientes.
- Con anterioridad a la presentación del Consejo de Administración de Gas Natural, Repsol y la Caixa acordarán conjuntamente (i) el plan estratégico de Gas Natural, que incluirá todas las decisiones que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de Gas Natural; (ii) la estructura organizativa de Gas Natural; (iii) el presupuesto anual de Gas Natural; (iv) las operaciones de concentración; y (v) cualquier adquisición o enajenación de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de Gas Natural.

Estos acuerdos permanecerán en vigor en tanto que Repsol, S.A. y la Caixa sean titulares de una participación mínima del 15% en el capital de Gas Natural.

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.

23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos

El presente Documento de Registro no incluye declaraciones o informes atribuidos a expertos.

23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos

No procede.

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA

Durante el periodo de validez del presente Documento de Registro, los siguientes documentos de Repsol, S.A. pueden inspeccionarse dónde se indica a continuación:

Documento	Domicilio social Repsol	Página *web* Repsol[(1)]	Página *web* CNMV[(2)]	Registro Mercantil de Madrid
Escritura de constitución	Sí	No	No	Sí
Estatutos Sociales	Sí	Sí	No	Sí
Reglamento de la Junta General de Accionistas	Sí	Sí	Sí	Si
Reglamento del Consejo de Administración	Sí	Sí	Sí	Sí[(3)]
Reglamento Interno de Conducta en el Mercado de Valores	Sí	Sí	Sí	No
Informe Anual de Gobierno Corporativo 2011, 2010 y 2009	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión correspondiente a los ejercicios 2011 y 2010	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2011 y 2010	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009	Sí	Sí	Sí	Sí
Estados Financieros intermedios correspondientes al primer semestre de 2012, cerrado a 30 de junio	Sí	Sí	Sí	No

(1) www.repsol.com.
(2) www.cnmv.es.
(3) A la fecha del presente Documento de Registro, las modificaciones del Reglamento del Consejo de Administración aprobadas por el Consejo de Administración en su reunión celebrada el 25 de enero de 2012, se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Mercantil de Madrid.

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes publicados en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 26 de julio de 2012 hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página *web* de Repsol (www.repsol.com). Asimismo, a continuación se indican expresamente los hechos relevantes relativos a las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., objeto de expropiación por parte del Gobierno de la República de Argentina, que también quedan incorporados por referencia:

- Hecho relevante de 21 de marzo de 2012 (núm. de registro 160569) por el que Repsol informó de la propuesta de capitalización de resultados que el Directorio de YPF acordó someter a la próxima asamblea general de accionistas;
- Hecho relevante de 13 de abril de 2012 (núm. de registro 161516) por el que Repsol comunicó que no había recibido notificación alguna por parte de las autoridades argentinas en relación con su participación accionarial en su filial YPF, S.A.;
- Hechos relevantes de 16 y 17 de abril de 2012 (núm. de registro 161677 y 161679, respectivamente) por el que Repsol comunicó las actuaciones anunciadas por el Gobierno de la República de Argentina en relación con YPF;

- Hecho relevante de 17 de abril de 2012 (núm. de registro 161684) por el que Repsol remitió la presentación de la conferencia de prensa que se celebró el mismo día sobre las actividades de Repsol en Argentina;
- Hecho relevante de 15 de mayo de 2012 (núm. de registro 164125) por el que Repsol comunica a Argentina la existencia de una controversia conforme al *"Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina"*; y
- Hecho relevante de 31 de mayo de 2012 (núm. de registro 165827) por el que Repsol declara el vencimiento anticipado de los préstamos suscritos con el grupo Petersen y la ejecución de las garantías.

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

En el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2011 (véase la Sección II.C) del presente Documento de Registro), se incluye la denominación, país, actividad, datos de capital y patrimonio neto (correspondiente a los últimos estados financieros individuales aprobados por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas y elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes), así como el porcentaje de participación de Repsol, S.A. en las principales sociedades del Grupo. En relación con la participación del Grupo en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. véase el apartado A) *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* del epígrafe 20.6.1.

Asimismo, en el epígrafe 7.2 del Documento de Registro se incluye información sobre las participaciones accionariales de Repsol, S.A. en el capital de sus principales sociedades controladas, controladas conjuntamente y asociadas, una vez tenido en cuenta el efecto del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. en el Grupo consolidado. No existen otras participaciones accionariales distintas de las descritas en el referido epígrafe que puedan tener efecto significativo en la valoración de Repsol, S.A.

Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 9 de agosto de 2012.

Firmado en representación de Repsol, S.A.
p.p.

_____

D. Luis López-Tello Díaz Aguado
Director Corporativo Económico y Fiscal

C) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2011.

Repsol YPF, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría
Cuentas Anuales
Consolidadas del ejercicio
terminado el 31 de diciembre
de 2011 e Informe de Gestión
Consolidado

Deloitte.

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

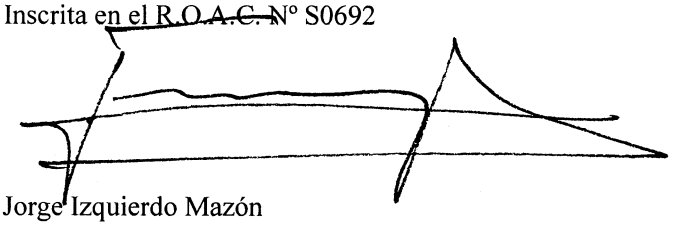
A los Accionistas de
Repsol YPF, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2011, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la nota 3 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol YPF, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2011, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2011 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol YPF, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol YPF, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. Nº S0692



Jorge Izquierdo Mazón
28 de febrero de 2012

CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL YPF (GRUPO CONSOLIDADO) CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2011

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010

		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	**31/12/2011**	**31/12/2010**
Inmovilizado Intangible:		7.783	7.453
a) Fondo de Comercio	5	4.645	4.617
b) Otro inmovilizado intangible	6	3.138	2.836
Inmovilizado material	7	36.759	33.585
Inversiones inmobiliarias	8	24	26
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10	699	585
Activos financieros no corrientes	12	2.450	1.789
Activos por impuesto diferido	24	2.569	1.993
Otros activos no corrientes	12	344	322
ACTIVO NO CORRIENTE		**50.628**	**45.753**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	11	258	340
Existencias	13	7.278	5.837
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		9.222	8.398
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	14	6.555	5.795
b) Otros deudores	14	2.147	2.234
c) Activos por impuesto corriente	14	520	369
Otros activos corrientes	12	220	171
Otros activos financieros corrientes	12	674	684
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	2.677	6.448
ACTIVO CORRIENTE		**20.329**	**21.878**
TOTAL ACTIVO		**70.957**	**67.631**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010

		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	**31/12/2011**	**31/12/2010**
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(2.572)	-
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		17.186	13.309
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.193	4.693
Dividendo a cuenta		(635)	(641)
FONDOS PROPIOS	**15**	**24.068**	**25.257**
Activos financieros disponibles para la venta		(4)	6
Operaciones de cobertura		(181)	(131)
Diferencias de conversión		(345)	(992)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	15	**(530)**	**(1.117)**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	**15**	**23.538**	**24.140**
INTERESES MINORITARIOS	**15**	**3.505**	**1.846**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**27.043**	**25.986**
Subvenciones	16	118	110
Provisiones no corrientes	17	3.826	3.772
Pasivos financieros no corrientes:	19	15.345	14.940
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.137	14.805
b) Otros pasivos financieros		208	135
Pasivos por impuesto diferido	24	3.839	3.387
Otros pasivos no corrientes	22	3.682	3.663
PASIVO NO CORRIENTE		**26.810**	**25.872**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	11	32	153
Provisiones corrientes	17	452	404
Pasivos financieros corrientes:	19	4.985	4.362
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.902	4.224
b) Otros pasivos financieros		83	138
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		11.635	10.854
a) Proveedores	23	4.757	4.539
b) Otros acreedores	23	6.522	5.550
c) Pasivos por impuesto corriente	23	356	765
PASIVO CORRIENTE		**17.104**	**15.773**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**70.957**	**67.631**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

		Millones de euros	
		31/12/2011	**31/12/2010**
	Nota	**Importe**	**Importe**
Ventas		60.122	53.663
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.380	1.872
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		1.004	517
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		208	3.188
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	17	15
Otros ingresos de explotación		1.001	1.175
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	26	**63.732**	**60.430**
Aprovisionamientos		(42.904)	(36.184)
Gastos de personal		(2.579)	(2.411)
Otros gastos de explotación		(9.740)	(9.916)
Amortización del inmovilizado		(3.519)	(3.947)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(185)	(351)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	26	**(58.927)**	**(52.809)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**4.805**	**7.621**
Ingresos financieros		261	159
Gastos financieros		(1.035)	(1.086)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		76	(255)
Diferencias de cambio		(125)	173
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		1	1
RESULTADO FINANCIERO	27	**(822)**	**(1.008)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	10	**75**	**76**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**4.058**	**6.689**
Impuesto sobre beneficios	24	(1.514)	(1.742)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		**2.544**	**4.947**
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(351)	(254)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**2.193**	**4.693**
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE			
Básico (euros)	15	1,80	3,84
Diluido (euros)		1,80	3,84

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.

Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2011 y 2010

	Millones de euros	
	31/12/2011	**31/12/2010**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	**2.544**	**4.947**
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(14)	6
Por coberturas de flujos de efectivo	(124)	(73)
Diferencias de conversión	527	811
Por ganancias y perdidas actuariales y otros ajustes	(17)	(15)
Entidades valoradas por el método de la participación	(3)	(25)
Efecto impositivo	24	(96)
TOTAL	**393**	**608**
TRANFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	(1)
Por coberturas de flujos de efectivo	77	93
Diferencias de conversión	3	(172)
Efecto impositivo	(20)	(25)
TOTAL	**60**	**(105)**
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	**2.997**	**5.450**
a) Atribuidos a la entidad dominante	2.481	5.128
b) Atribuidos a intereses minoritarios	516	322

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2009	**1.221**	**18.775**	**-**	**1.559**	**(1.604)**	**19.951**	**1.440**	**21.391**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**18.775**	**-**	**1.559**	**(1.604)**	**19.951**	**1.440**	**21.391**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(8)**	**-**	**4.693**	**443**	**5.128**	**322**	**5.450**
Operaciones con socios o propietarios								
Distribución de dividendos	-	(1.160)	-	-	-	(1.160)	(225)	(1.385)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	180	-	-	44	224	312	536
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	1.559	-	(1.559)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(3)	-	-	-	(3)	(3)	(6)
Saldo final al 31/12/2010	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(10)**	**-**	**2.193**	**298**	**2.481**	**516**	**2.997**
Operaciones con socios o propietarios								
Distribución de dividendos	-	(1.276)	-	-	-	(1.276)	(404)	(1.680)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(12)	(2.572)	-	-	(2.584)	-	(2.584)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	478	-	-	312	790	1.537	2.327
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	4.707	-	(4.693)	(24)	(10)	10	-
Otras variaciones	-	(4)			1	(3)	-	(3)
Saldo final al 31/12/2011	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
En millones de euros

	Notas	31/12/2011	31/12/2010
Resultado antes de impuestos	**28**	**4.058**	**6.689**
Ajustes de resultado		**4.382**	**2.507**
Amortización del inmovilizado	**6 y 7**	3.519	3.947
Otros ajustes del resultado (netos)		863	(1.440)
Cambios en el capital corriente		**(2.239)**	**(1.693)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(2.081)**	**(1.861)**
Cobros de dividendos		64	72
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.784)	(1.627)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(361)	(306)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**4.120**	**5.642**
Pagos por inversiones:	**5-8 y 30**	**(6.255)**	**(5.106)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(275)	(41)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(5.516)	(4.858)
Otros activos financieros		(282)	(207)
Otros activos		(182)	-
Cobros por desinversiones:	**31**	**949**	**4.571**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		396	4.230
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		116	171
Otros activos financieros		437	170
Otros flujos de efectivo		**2**	**(27)**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión		**(5.304)**	**(562)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**15**	**(2.557)**	**-**
Adquisición		(2.703)	-
Enajenación		146	
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	**31**	**1.888**	**489**
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**19**	**857**	**488**
Emisión		11.337	11.200
Devolución y amortización		(10.480)	(10.712)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**15**	**(1.686)**	**(806)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		**(1.005)**	**(1.141)**
Pagos de intereses		(948)	(962)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(57)	(179)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación		**(2.503)**	**(970)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(84)	30
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		**(3.771)**	**4.140**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**12**	**6.448**	**2.308**
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**12**	**2.677**	**6.448**

COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	**31/12/2011**	**31/12/2010**
(+) Caja y bancos	1.303	2.120
(+) Otros activos financieros	1.374	4.328
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	**2.677**	**6.448**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2011

INDICE

(1) INFORMACIÓN GENERAL 11

(2) MARCO REGULATORIO 12

(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES 28

3.1 Bases de presentación 28

3.2 Nuevos estándares emitidos 29

3.3 Políticas Contables 30

3.3.1) Principios de consolidación 30

3.3.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes 33

3.3.3) Compensación de saldos y transacciones 33

3.3.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera 33

3.3.5) Fondo de comercio 33

3.3.6) Otro inmovilizado intangible 34

3.3.7) Inmovilizado material 36

3.3.8) Inversiones inmobiliarias 39

3.3.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas 40

3.3.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio 40

3.3.11) Activos financieros corrientes y no corrientes 41

3.3.12) Existencias 43

3.3.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes 43

3.3.14) Beneficio por acción 44

3.3.15) Pasivos financieros 44

3.3.16) Provisiones 44

3.3.17) Pagos basados en acciones 45

3.3.18) Pensiones y obligaciones similares 45

3.3.19) Subvenciones 46

3.3.20) Ingresos diferidos 46

3.3.21) Arrendamientos 46

3.3.22) Impuesto sobre beneficios 47

3.3.23) Reconocimiento de ingresos y gastos 48

3.3.24) Operaciones con derivados financieros 49

3.3.25) Metodología para la estimación del valor recuperable 51

(4) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES 53

(5) FONDO DE COMERCIO 54

(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE 57

(7) INMOVILIZADO MATERIAL 59

(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS 61

(9) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS 61

(10) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 62

(11) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA 64

(12) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES 66

(13) EXISTENCIAS 70

(14) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR 71

(15) PATRIMONIO NETO 72

15.1) Capital social 72

15.2) Prima de emisión 73

15.3) Reservas 74

15.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias 74

15.5) Ajustes por cambios de valor 75

15.6) Dividendos 76

15.7) Beneficio por acción 77

15.8) Intereses minoritarios 77

(16) SUBVENCIONES 78

(17) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES 78

(18) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL 80

(19) PASIVOS FINANCIEROS 85

(20) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL 92

20.1) Gestión de riesgos financieros 92

20.2) Gestión del capital 97

(21) OPERACIONES CON DERIVADOS 98

21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos 100

21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo 101

21.3) Coberturas de Inversión Neta 103

21.4) Otras operaciones con derivados 104

(22) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES 108

22.1) Deudas por arrendamiento financiero 108

22.2) Fianzas y depósitos 109

(23) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR 109

(24) SITUACIÓN FISCAL 111

(25) NEGOCIOS CONJUNTOS 115

(26) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN 116

(27) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS 119

(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION 120

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS 120

(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL 123

(31) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES SIN PÉRDIDA DE CONTROL 128

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS 134

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO 136

(34) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS 141

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE 158

35.1) Activos Ambientales 158

35.2) Provisiones Ambientales 159

35.3) Gastos Ambientales 160

35.4) Actuaciones futuras 160

35.5) Emisiones de CO_2 163

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES 164

(37) HECHOS POSTERIORES 164

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante "Repsol YPF", "Grupo Repsol YPF" o "Grupo") configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las principales sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol YPF realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas Anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en Madrid en el Paseo de la Castellana, 278, donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100.

Repsol YPF, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y al resto de la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

Hasta el día 4 de marzo de 2011 los títulos de Repsol en forma de American Depositary Shares (ADSs) también cotizaban en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE). Desde el 9 de marzo de 2011 el Programa de ADSs comenzó a cotizar en el mercado OTCQX.

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 28 de febrero de 2012, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 15 de abril de 2011.

(2) MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol YPF S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluidos los consumidores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible publicada en el BOE con fecha 5 marzo 2011 ha modificado la Ley del Sector de Hidrocarburos, ampliando las funciones de la Comisión Nacional de Energía en dos ámbitos, en materia de funcionamiento de los sistemas energéticos y en materia de competencia.

En relación con el funcionamiento de los sistemas energéticos se modifica la Función 14 de la CNE sobre la autorización de adquisiciones de participaciones realizadas por sociedades, así como la Función 15 sobre funciones en materia de competencia, ya que se atribuye a la CNE la facultad de emitir informe determinante, en el marco de los expedientes de control de concentraciones de empresas que realicen actividades en el sector de su competencia, según lo previsto en el artículo 17.2 c) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

Dentro de la regulación del sector, son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales, sino la de los operadores dominantes en cada mercado o sector.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda.

Por su parte se entiende por operador principal cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas de los mercados o sectores siguientes: (i) generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) (ii) producción y distribución de carburantes (iii) producción y suministro de gases licuados del petróleo (iv) producción y suministro de gas natural (v) telefonía portátil y (vi) telefonía fija.

Tener la condición de operador dominante sólo supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico y, en particular, relacionadas con la emisión de energía primaria, la importación de energía eléctrica para el MIBEL y la actuación como agente representante del régimen especial en el mercado.

Sin embargo, la definición de operador principal es importante. Así, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, tras la modificación introducida por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran la condición de operadores principales o la presencia en sus consejos de administración, en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o mas sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar ni directa ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, ("*golden share* energética"), norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP y de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece también la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A fecha del presente informe anual, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

Mediante la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre el Gobierno español actualizó el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, del GLP envasado, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos del GLP como carburante modificando la fórmula de determinación automática del precio máximo señalado por la normativa anterior, con la justificación de proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales. En concreto, las alteraciones introducidas en la citada Orden consisten en introducir en la fórmula dos nuevos conceptos: i) de una parte un factor de ponderación del 0,25, que significa que las variaciones de precio sólo incorporarán el 25% del incremento o decremento de los precios internacionales de referencia, ii) y de otra un umbral (del 2 %) a partir del cual se produce la revisión de modo que el incremento o disminución de los precios sólo se llevará a cabo si los precios internacionales suben o bajan traspasando dicho umbral.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55 incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. La metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso ha sido establecida por la Orden ITC/1506/2010.

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la

transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado.

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70% del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

En 2011 ha sido remitido a las Cortes Generales el Proyecto de ley de modificación de la Ley de Hidrocarburos para incorporar al ordenamiento español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación para los operadores al por mayor ascendía en el ejercicio 2011 a 92 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De éstas, Repsol YPF debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto hasta cumplir con la obligación fijada son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores.

Esta obligación quedó reducida con carácter transitorio en virtud del Acuerdo de Consejo de Ministros de 24 de junio de 2011, publicado mediante Resolución de 24 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, que liberó 2.274.000 millones de barriles computables a las reservas mantenidas por los propios sujetos obligados durante un periodo de 30 días, como consecuencia de la “acción colectiva en Libia” de la

Agencia Internacional de la Energía, para posteriormente y mediante la Orden ITC/3190/2011, de 18 de noviembre, una vez finalizada la citada acción, reestablecerse dicha obligación en los términos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, a partir de las 0 horas del día 1 de junio de 2012.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad. El cumplimiento de la obligación exigida implica la comunicación oportuna del mantenimiento del nivel de stock requerido en los plazos establecidos y las sociedades obligadas pueden operar con las existencias mantenidas a este fin, siempre que su nivel de existencias sea como mínimo el exigido.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea y por sus disposiciones de desarrollo, entre las que destaca, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. La LSE fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Por su parte el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, modifica la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las actividades del sector eléctrico en España, pueden clasificarse en (i) actividades reguladas: el transporte y la distribución eléctrica; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa. En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La actividad de generación eléctrica comprende la producción de generación de energía eléctrica en régimen ordinario y la generación de energía eléctrica en régimen especial. Este último trata de incentivar la generación eléctrica a partir de las fuentes renovables y la cogeneración estableciendo un régimen económico específico (Real Decreto 661/2007) más atractivo, mientras la generación en régimen ordinario se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica.

El Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, suprime los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial. Del mismo modo suprime el procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado. Estas medidas afectan a todas las instalaciones de generación susceptibles de acogerse al régimen especial de producción de energía eléctrica, que, a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución o

en el específico creado para las instalaciones fotovoltaicas, así como a aquellas instalaciones de régimen ordinario, de tecnologías asimilables a las del régimen especial, que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012 no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas. Tampoco serán de aplicación las disposiciones del Real Decreto Ley a las instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para una modificación sustancial de la instalación con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto Ley.

La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias. Las instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 50 MW y pertenezcan a las categorías señaladas en la LSE por tratarse de instalaciones de cogeneración o disponer de una fuente de energía primaria renovable se considerarán instalaciones del régimen especial. Estas instalaciones podrán optar por vender la energía a la empresa distribuidora propietaria de la red a la que se conecta al precio establecido de la tarifa de forma regulada, o vender la energía libremente al mercado a través del sistema gestionado por el operador del mercado al precio resultante del mercado organizado complementado, en su caso, por un incentivo y/o una prima.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. En el marco de los grupos de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del “bono social” (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores).

En España el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

En el año 2011 el Gobierno ha remitido a las Cortes Generales el Proyecto de modificación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico para incorporar al ordenamiento español la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad y que deroga la Directiva 2003/54/CE.

Otras disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2011

La ya comentada Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que además de lo señalado anteriormente en esta sección establece pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la

reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

La Ley 14/2011 de Ciencia, Tecnología e Innovación pretende dar una respuesta a un sistema de investigación y desarrollo que demandaba un nuevo marco legal, así como propiciar respuestas adecuadas a los importantes desafíos que plantea el desarrollo científico. La ley otorga nuevos apoyos y mejores instrumentos a los agentes del sistema para que sean progresivamente más eficaces y eficientes.

La Ley 22/2011, de Residuos y Suelos Contaminados, que incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, Directiva que establece el nuevo marco jurídico europeo para la gestión de los residuos.

La Ley 25/2011 de reforma parcial de la Ley de Sociedades de Capital y de incorporación de la Directiva 2007/36/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de julio, sobre el ejercicio de determinados derechos de los accionistas de sociedades cotizadas. La Directiva aboga por suprimir obstáculos al voto y favorecer la participación electrónica, al tiempo que facilita la igualdad de trato de los accionistas con independencia del Estado miembro en el que residan. La Ley recoge las especialidades relativas a la Juntas Generales de Accionistas de las sociedades cotizadas.

Por lo que se refiere a la actividad de auditoría, el Real Decreto Legislativo 1/2011 aprobó el texto refundido de la Ley de Auditoría, dando cumplimiento a lo establecido en la disposición final segunda de la Ley 12/2010, posteriormente desarrollado por el Real Decreto 1517/2011 por el que se aprueba su Reglamento.

Argentina

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley Nº 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”), aprobada en el año 1967 y modificada en el año 2007 por la Ley Nº 26.197, que establecen el marco legal para la exploración y producción de petróleo y gas, y por la Ley Nº 24,076 (en adelante “Ley del Gas Natural”), aprobada en 1992 y que establece las bases para la desregulación de la industria del transporte y distribución de gas natural. El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias. La Ley 26.197 ha otorgado importantes competencias a las Provincias, tales como supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de producción, aplicación de las obligaciones legales y contractuales relacionadas con las inversiones, y otras.

Exploración y Producción

El marco regulatorio de la ley 17.319 fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, S.A., era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley Nº 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración, 50 concesiones de explotación y otras concesiones de transporte. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, la Ley No. 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima ("ENARSA"). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Esta ley otorgó a ENARSA todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

En octubre de 2006 mediante la Ley Nº 26.154 se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto Nº 546/2003, ley Nº 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos. En cualquier caso, las competencias otorgadas a las Provincias deben de ser ejercitadas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y de las normas que complementan la misma.

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, la exploración y producción de petróleo y gas es llevada a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de producción, contratos de explotación o acuerdos de "partnership". La Ley permite el reconocimiento de la superficie no cubierta por permisos exploración o concesiones de producción mediante autorización de la Secretaría de Energía o las autoridades provinciales competentes.

Las concesiones de producción de petróleo y gas tienen una vigencia de 25 años y pueden ser prorrogadas por un periodo de hasta 10 años. Terminada su vigencia, los pozos de petróleo y gas y los equipos de mantenimiento y producción revierten a la Provincia donde el yacimiento se encuentre o al gobierno Argentino, según los casos.

Algunas de las concesiones de producción de las que YPF es titular vencen en el año 2017. YPF ha llevado a cabo acuerdos específicos con las autoridades de las Provincias de Neuquén y Mendoza para la renovación de tales concesiones por un periodo que vencerá en los años 2026 y 2027.

De conformidad con la resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía los titulares de permisos de exploración y de concesiones de hidrocarburos deben presentar información sobre sus reservas probadas en cada una de las áreas certificadas por auditores externos.

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional Nº 2.014/2008, se creó el programa "Petróleo Plus" destinado a aumentar la producción y reservas a

través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales. De acuerdo con la Nota 707/2012 emitida por la Secretaría de Energía en febrero de 2012, se ha notificado a YPF que el otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa han sido temporalmente suspendidos y que esta suspensión aplica asimismo a aquellos beneficios para los que ya se hubieran efectuado las correspondientes presentaciones.

Mediante la Resolución SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se creó el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" con el objetivo de incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, la producción de gas no convencional (“tight gas”), etcétera. El gas natural producido bajo este programa no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (descrito en el apartado *Regulación del mercado* más adelante).

Transporte y Distribución de Gas Natural

En junio de 1992 se promulgó la Ley del Gas Natural que dispuso la privatización de la sociedad Gas del Estado Sociedad del Estado y estableció el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural y la desregulación del precio del gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto (“open access”), bajo el cual productores como YPF, tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

En Argentina se han construido gasoductos transfronterizos para facilitar a los productores la exportación de gas natural, si bien durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen la exportación de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. Nº 27/04 y la Resolución 265/04, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución 659/04, que establece un Programa de Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución 752/05 por la que se crea un mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Refino de petróleo y transporte de hidrocarburos líquidos

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía.

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa “Refino Plus” destinado a fomentar la producción de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación. De acuerdo con la Nota 707/2012 emitida por la Secretaría de Energía, y complementada por la Nota 800/2012, ambas emitidas en febrero de 2012, se ha notificado a YPF que el otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa

ha sido temporalmente suspendidos y que esta suspensión aplica asimismo a aquellos beneficios para los que ya se hubieran efectuado las correspondientes presentaciones.

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados tras la presentación de las correspondientes ofertas competitivas. Los gobiernos provinciales disponen de las mismas facultades otorgadas a través de la Ley 26.197. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el trasporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de estas concesiones de transporte puede ser prorrogado por un periodo adicional de 10 años.

Los tenedores de concesiones de transporte están obligados a transportar hidrocarburos de terceros en condiciones no discriminatorias, si bien esta obligación solo es aplicable a los productores de petróleo y gas en relación con el exceso de capacidad.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La Ley Nº 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2011.

Regulación del Mercado

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante los períodos en los que éste encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si se restringe la exportación de combustible crudo y de productos o la libre disponibilidad de gas natural, los decretos de desregulación del petróleo establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio, en el caso de petróleo crudo y productos, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar, y, en el caso del gas natural, no inferior al 35 por ciento del precio internacional del metro cúbico del crudo de referencia *Arabian Light Oil.*

Son numerosas las disposiciones promulgadas en esta materia de regulación que afectan a los distintos mercados y que tienen muy distinto alcance. Así, por ejemplo, en el campo de los productos refinados la Resolución SE 1102/04 referente a la creación de un registro de puntos de suministro de combustibles e hidrocarburos; o la Resolución SE 1104/04 que regula la creación de un módulo de información de precio de venta mayorista; el Decreto 652/02 que aprueba un convenio de estabilidad de suministro de gasoil a las compañías de transporte público en autobús, esquema de subsidio cuya vigencia ha venido manteniéndose hasta la actualidad sobre la base de comunicaciones emitidas por la Secretaria de Transportes.

En esta materia, el 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a cinco compañías petroleras, entre las que se encuentra YPF (ver nota 35), vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de seguimiento de precios tanto para el mercado minorista como a granel que será implementado por la CNDC. YPF recurrirá dicha resolución.

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles reestableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refineras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

La Resolución 394/07 de 16 de noviembre incrementó los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. El nuevo régimen establece que en los casos en los que el precio de exportación se sitúe por encima del precio de referencia, que ha sido fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tiene derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia será retenido por el gobierno argentino como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se sitúe por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicará un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijará en el plazo de 90 días. Este mismo procedimiento se aplicará a las exportaciones de otros productos petrolíferos y lubricantes utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

En el marco del sector del gas natural, como ya se ha indicado, se han emitido importantes resoluciones por las que se establecen diversos mecanismos de restricción de las exportaciones y se da prioridad al suministro al mercado doméstico.

El 14 de junio de 2007 la Resolución Nº 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 (“Acuerdo 2007-2011”). YPF firmó el acuerdo. Con fecha 5 de enero de 2012 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 172 de la Secretaría de Energía que extiende las reglas y criterios de asignación establecidos por la Resolución 599/07 hasta tanto una nueva regulación reemplace a esta última.

La resolución del Ministerio de Economía 127/2008 aumentó los impuestos a la exportación aplicables a las exportaciones de gas natural desde el 45% al 100% estableciendo las bases para el cálculo de la valoración del gas natural en el más alto establecido en contrato de un importador argentino de gas natural.

En diciembre de 2008, el Decreto Ejecutivo 2067/2008 creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural al sistema nacional de gasoductos cuando así lo requiriese la demanda interna y señaló los mecanismos que debían de contribuir a dicho fondo. Esta disposición ha sido complementada mediante la Resolución 1982, de 14 de noviembre de 2011, ajustando los valores unitarios del cargo y ampliando los sujetos alcanzados, como son, entre otros, los servicios residenciales, el procesamiento de gas y las centrales de generación eléctrica. Lo antes mencionado impacta fundamentalmente en las operaciones de algunas sociedades bajo control conjunto de YPF, en particular Mega, las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución.

En 2011, el Decreto 1722 restableció la obligatoriedad del ingreso y negociación en el Mercado de Cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, con efecto a partir del 26 de octubre de 2011 y de

conformidad con las previsiones del artículo 1º del Decreto Nº 2581/1964. A partir de esa fecha, el contravalor en divisas de la exportación de productos nacionales, hasta alcanzar su valor FOB o CIF según el caso, deberá ingresarse al país y negociarse en el mercado único de cambio dentro de los plazos que establezca la reglamentación pertinente.

Con fecha 5 de enero de 2012, la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) emitió la Resolución General Nº 3252, por medio de la cual se establece un régimen de información en forma previa a la emisión de la Nota de Pedido, Orden de Compra o documento similar utilizado para concertar sus operaciones de compras en el exterior, a través de una declaración jurada anticipada de información (DJAI).

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, se denominan actividades primarias.

La realización de las actividades primarias está reservada al Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan. En este ámbito cabe señalar que el

pasado mes de abril de 2011 se publicó un decreto ley que modifica la Contribución Especial por Precios Extraordinarios del petróleo que se encontraba vigente en Venezuela desde el año 2008. Dicho impuesto establecía el pago de una contribución relevante cuando el promedio mensual de la cotización internacional del crudo superaba los 70 USD por barril. El texto de la reforma intenta hacer compatible el incremento impositivo con el fomento de nuevas inversiones en exploración y producción. Las principales modificaciones incluyen:

i. Se elevan los tipos de gravamen para las explotaciones ya existentes.

ii. Se mejora el trato de nuevos desarrollos o de proyectos destinados a aumentar la producción, al quedar exentos del pago de la contribución hasta que la empresa mixta recupere el valor de las correspondientes inversiones.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, sólo podrán ser ejercidas por las empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias sólo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con lo anterior y por lo que se refiere a las actividades desarrolladas por Repsol podemos destacar:

El actual Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM) aprobó el 20 de junio de 2006 la constitución de la Empresa Mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de la Corporación Venezuela del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA, del 60%. Posteriormente, el 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta.

El 10 del febrero de 2010 el MPPPM, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol (11%), Petronas (11%), OVL (11%) e Indoil (7%), para un 40% de participación accionaria, y de CVP del 60%. El 7 de Mayo de 2010 se publicó el Decreto de Creación de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. y la Resolución del MPPPM mediante la cual se delimita su área geográfica.

El 21 de Enero de 2011 se constituyó la sociedad mercantil Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A., vehículo societario conformado por los Socios Clase B (Repsol 27,5%, Petronas 27,5%, OVL 27,5% e Indoil 17,5), para cumplir y ejecutar las gestiones delegadas de conformidad con el Artículo 4.1 y el Anexo K del Contrato de Empresa Mixta.

Gas Natural No Asociado

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Queda igualmente comprendido en el ámbito de la Ley, lo referente a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarburados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

De conformidad con lo anterior y en relación con las actividades desarrolladas por Repsol Podemos destacar:

El MPPPM aprobó el 20 de junio de 2006 el otorgamiento de Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., participada por Repsol en un 60% y por PDVSA GAS, S.A. en un 40%, Licencia de Gas que fue otorgada en marzo de 2007.

El 2 de Febrero de 2006 fue publicada la Resolución No. 011 mediante la cual se otorgó una Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados en el área Cardón IV, ubicada en el Golfo de Venezuela, a la sociedad mercantil Cardón IV, S.A., de la cual son accionistas Repsol YPF Venezuela Gas, S.A (50%) y Eni Venezuela B.V. (50%). Eni y Repsol firmaron el 1 de Noviembre de 2008 un acuerdo de operación conjunta ("JOA"). El 1 de Noviembre de 2011 fue firmado un Acuerdo preliminar que sirvió de base para la negociación con PDVSA GAS, S.A. del Contrato de Suministro de Gas a 25 años con posibilidad de exportación, el cual fue finalmente suscrito el 23 de Diciembre de 2011.

Bolivia

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley Nº 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos").

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 ("Decreto de Nacionalización") que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, se firmó un acuerdo de accionistas que establece entre otras disposiciones: (a) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) el Acuerdo dispone ciertas "Resoluciones Consensuadas" a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol e YPFB.

Dada la conclusión del periodo de operación conjunta descrito en el apartado (a) del párrafo anterior, está siendo de aplicación la cláusula de "Designación de Personal Ejecutivo", que establece que Repsol como accionista minoritario tiene el derecho de proponer a las personas que serán designadas por el Directorio para ocupar ciertas posiciones.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales, mediante Junta General Extraordinaria de Accionistas de fecha 19 de septiembre de 2011, se aprobó la modificación parcial de los Estatutos Societarios de YPFB Andina, modificándose tres artículos, el artículo 45 relativo a la composición de forma de elección de Directorio, el artículo 61 relativo a prohibiciones para Directores y Ejecutivos y el artículo 63 relativo a funciones ejecutivas y de dirección del negocio.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

En cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB para las distintas áreas en las que opera, así como los Procedimientos de Pago, que reglamentan la forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en los Contratos de Operación.

Respecto a los Contratos de Operación, durante el año 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación al marco establecido en los Contratos de Operación para la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se estableció que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB será aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, siguiendo la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

Cabe mencionar que a la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales continúa pendiente de realizar la conciliación del cálculo de la Retribución del Titular con YPFB.

Constitución Política del Estado

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos, son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía.

Adicionalmente se dispone que, YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma, pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

El desarrollo normativo de la nueva Constitución a nuestro entender requerirá la aprobación de una serie de leyes y reglamentos.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

La tipología contractual en materia de exploración y explotación de hidrocarburos comprende, entre otras, las siguientes formas contractuales:

i. Contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos por los cuales se delega al contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando el contratista por su cuenta y riesgo todas las inversiones para la exploración, desarrollo y producción. Iniciada la producción el contratista tiene derecho a una participación en la producción del área del contrato valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato y que constituye el ingreso bruto del contratista del cual efectuará las correspondientes deducciones.

ii. Contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar con sus propios recursos económicos servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Repsol YPF Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un contrato de participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien se requeriría negociar y suscribir en el plazo de un año un contrato de prestación de servicios que sustituyera al contrato de participación. Dicho contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y en él se acuerda la modificación del contrato anterior en un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigencia el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

De conformidad con el artículo 408 de la Constitución Ecuatoriana de 2008, el Estado participa en los beneficios del aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota.

Otros países

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas Anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el Internacional Accounting Standards Board (IASB) así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2011. Las NIIF aprobadas por la UE difieren en ciertos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB, sin embargo estas diferencias no tienen impacto en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2011, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la nota 4 sobre estimaciones y juicios contables.

3.2 Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, que han entrado en vigor en 2011 y son de aplicación en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio:

- Revisión de la NIC 24 *Información a revelar sobre partes relacionadas*.
- Modificaciones de la NIC 32 *Clasificación de las emisiones de derechos.*
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exención limitada del requisito de revelar información comparativa conforme a la NIIF 7, aplicable a las entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Mejoras de las *NIIF 2008-2010.*
- CINIIF 19 *Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio.*
- Modificaciones del CINIIF 14 *Pagos anticipados cuando existe la obligación de mantener un requerimiento mínimo de financiación.*

La NIC 24 revisada introduce modificaciones a la definición de parte relacionada y adicionalmente, permite la inclusión de desgloses de información simplificados para entidades que son partes relacionadas únicamente por el hecho de que una entidad gubernamental mantenga una participación de control, control conjunto, o una influencia significativa sobre las mismas.

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio.

B) A continuación se detallan las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación en ejercicios futuros:

Aplicación obligatoria en 2012:

- Modificaciones de la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.

Se estima que la aplicación de las modificaciones anteriormente mencionadas no tendrá efectos significativos en los Estados Financieros Consolidados del Grupo.

C) A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2012:

- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*

Aplicación obligatoria en 2013:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados*
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas*
- NIIF 13 *Valoraciones a valor razonable*
- NIC 27 revisada *Estados Financieros Separados*
- NIC 28 revisada *Inversiones en asociadas y joint ventures*
- Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*
- Modificaciones a la NIC 19 *Beneficios a empleados.*
- Modificaciones a la NIIF 7 *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*
- IFRIC 20 *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*

Aplicación obligatoria en 2014:

- Modificaciones a la NIC 32 "Presentación de activos y pasivos financieros por el neto"

Aplicación obligatoria en 2015:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*. (1)

(1) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: "*Instrumentos financieros - reconocimiento y medición"*. Como consecuencia de la reciente modificación emitida por el IASB, la NIIF 9 aplicará obligatoriamente a partir del 1 de enero de 2015, y no a partir de 1 de enero de 2013 como se estableció inicialmente.

En lo referente a la NIIF 11 "*Acuerdos Conjuntos*" y dado que el Grupo aplica el método de integración proporcional bajo los criterios de la NIC 31 vigente, la Compañía está en proceso de análisis de todos sus acuerdos conjuntos a fin de determinar y documentar su adecuada clasificación, bien como operación conjunta o bien como *joint venture*, bajo los principios de la NIIF 11. El registro de las operaciones de acuerdo con la nueva norma no afectaría a los importes de patrimonio neto, ni de resultado neto del Grupo consolidado. Como consecuencia de la aplicación de dicha norma, sería necesario reclasificar en el balance y en la cuenta de resultados, los importes actualmente integrados proporcionalmente de aquellas participaciones en negocios conjuntos que bajo criterios de NIIF 11 fuesen clasificados como *joint ventures* a los correspondientes epígrafes del método de participación.

En lo referente al resto de normas detalladas en el presente epígrafe C), el Grupo está evaluando el impacto que estas normas y modificaciones a las mismas pudiesen tener en los Estados Financieros Consolidados.

3.3 Políticas Contables

3.3.1) Principios de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en

todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las **sociedades dependientes**, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta bajo la denominación de "Intereses minoritarios", dentro del epígrafe de "Patrimonio Neto" de los Balances de Situación consolidados, y en "Resultado atribuido a intereses minoritarios", dentro de las Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, respectivamente.

Los **negocios conjuntos** se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo Repsol YPF sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el Balance de Situación consolidado y en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las **sociedades asociadas** se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control o dominio efectivo, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado "Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en las cuentas de resultados consolidadas como "Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativas, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2010 y 2011.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados con base en normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.3.4 de esta nota) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción. Por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado “Ajustes por cambios de valor”, que se denomina “Diferencias de conversión”.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realizaría en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa.

En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de una sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas en patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero. En cualquier otra disposición parcial de un negocio en el extranjero, control conjunto o influencia significativa, se reclasifica a la cuenta de resultados la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto correspondientes al porcentaje de participación enajenado.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2011 y 2010 han sido:

	31 de diciembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano.....	1,29	1,39	1,34	1,33
Peso argentino	5,54	5,72	5,29	5,16
Real brasileño	2,43	2,33	2,23	2,33

3.3.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.3.3) Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

3.3.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a. Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol YPF.

b. Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.3.24 de esta nota).

3.3.5) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, esta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.3.10 de esta nota).

3.3.6) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a) Derechos de traspaso, superficie y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Asimismo, incluye también otros derechos de usufructo y superficie. Estos costes se amortizan linealmente en el período correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

b) Derechos de emisión de CO_2

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO_2 correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver apartado 3.3.10 de esta nota). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO_2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “Otros Gastos de explotación” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO_2 emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO_2 emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión

correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO2 con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver nota 35), los mismos son clasificados como existencias para *trading*.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

   Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

   Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “Inversión en zonas con reservas” (ver nota 3.3.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los

iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, que se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un período entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

3.3.7) Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 3.3.21 de esta nota).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada (2)
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje (1)	8-40
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-25
Tanques de almacenamiento	20-40
Líneas y redes.....	12-25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-25

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

(2) Los años de vida útil desglosados en la presente tabla son los resultantes de la revisión llevada a cabo en 2011 de las vidas útiles de algunos activos mencionada en la Nota 4 *Estimaciones y juicios contables*.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito ("*successful-efforts*"). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "Inversiones en zonas con reservas", asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.

ii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento del dominio minero no desarrollado y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.

iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "Otros costes de exploración" pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe "Inversión en zonas con reservas". Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe "Inversión en zonas con reservas".

v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe "Inversiones en zonas con reservas". Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones correspondiente.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.

ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 Deterioro de Valor de Activos.

iii. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver apartado 3.3.10 de esta nota) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver apartado 3.3.10 de esta nota y notas 7, 9 y 25).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.3.7.a) a 3.3.7.c) de este epígrafe.

3.3.8) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta.

Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.3.7.a) y 3.3.7.b) del apartado anterior).

3.3.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo estará disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado “Activos no corrientes mantenidos para la venta”. En el pasivo del balance, bajo el epígrafe “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada “Resultado procedente de actividades interrumpidas”.

3.3.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver apartado 3.3.25 de esta nota), o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en distintas UGEs implica la realización de juicios profesionales.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado diferente para cada país y para cada negocio.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación del inmovilizado" de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

3.3.11) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cuál las inversiones han sido adquiridas.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financia directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 3.3.24 de esta nota). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "Préstamos y partidas a cobrar" y las "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento", serán valorados a sus valores razonables. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los "Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los "Activos financieros disponibles para la venta", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del período.

Los "Préstamos y cuentas a cobrar" y las "Inversiones mantenidas al vencimiento", serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos.

El importe de la pérdida de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

Los activos financieros se valoran por su valor nominal siempre que no devenguen intereses de forma explícita y el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso se continúa haciendo por su valor nominal.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

3.3.12) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El precio de coste, calculado como coste medio, incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” para “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 13).

3.3.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

3.3.14) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver notas 15.1 y 15.4).

3.3.15) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acciones preferentes que se detallan en la nota 19 corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en el apartado 3.3.24 de esta nota.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

3.3.16) Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y

b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

La dotación de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros. No obstante lo

anterior, siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación sea posible, se informa de los mismos (ver nota 34).

3.3.17) Pagos basados en acciones

En el presente ejercicio el Grupo Repsol ha aprobado dos planes de retribución a sus empleados cuyos pagos están basados en acciones: el plan de adquisición de acciones 2011-2012, que está dirigido al conjunto de la plantilla del Grupo, y el plan de entrega de acciones a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual (ver información detallada sobre ambos planes en la nota 18.d)).

El coste estimado de las acciones a entregar, en aplicación del último Plan mencionado, se registra en el epígrafe "gastos de personal" y en el epígrafe "otras reservas" a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

3.3.18) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural Fenosa (ver nota 18).

El coste anual de estos planes se registra en la línea "Gastos de personal" de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

i. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo "Gastos de Personal".
ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe "Resultado Financiero".
iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe "Resultado Financiero".

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe "Reservas" del Patrimonio Neto.

3.3.19) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa, correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

3.3.20) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO_2 recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.3.6 b) de esta nota).

3.3.21) Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades -no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios- a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe “Otros gastos de explotación” de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados según se devengan.

3.3.22) Impuesto sobre beneficios

Repsol YPF registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de

compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 24).

En la línea "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficios, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de "ajustes por cambios de valor", se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

3.3.23) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como

gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

3.3.24) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés;
- permutas financieras de tipo de interés;
- contratos a plazo de tipo de cambio;
- permutas sobre el precio de crudo y productos;
- opciones sobre tipo de interés.
- opciones sobre precio del crudo

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se registran en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas

atribuible al riesgo cubierto.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se darán de baja cuando se produzca una enajenación o disposición de la operación en el extranjero.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior. En lo relativo a los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la cuenta de resultados.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

3.3.25) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor de uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Al evaluar el valor de uso se utilizan proyecciones de flujos de caja basadas en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan la inflación, el crecimiento del PIB, el tipo de cambio, los precios de compra y venta de hidrocarburos, los costes operativos y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Las principales hipótesis clave de este negocio así como los principios generales aplicados para la determinación de las mismas se describen a continuación:

a) Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Por ejemplo, en el caso del mercado de gas natural en Argentina, se utiliza un precio medio de realización. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de Repsol YPF. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.

b) Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realizan teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

c) Inflación y otras variables macroeconómicas. Las variables relevantes son la inflación, el crecimiento del PIB, y el tipo de cambio. Tanto el presupuesto anual como el Plan Estratégico contienen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad.

d) Costes operativos e inversiones: que se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto de la compañía y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de impairment correspondiente al ejercicio 2011 ha sido del 2,3%, en línea con la estimación de la tasa de inflación a largo plazo del dólar estadounidense.

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir del coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a estos incluyendo el riesgo país. Repsol YPF utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado (WACC) después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, las tasas de descuento utilizadas tienen en cuenta el riesgo-país, el riesgo de tipo de interés asociado a la tasa de cambio y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya han ajustado la tasa de descuento utilizada. En la determinación de la tasa WACC, el Grupo utiliza el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2011 y 2010 se han situado en los siguientes rangos:

	2011	2010
Upstream	7,6% - 14,6%	7,7% - 19,7%
Downstream	4,6 % - 14,2%	4,2% - 15,7%

Para aquellas UGEs que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol YPF analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGEs en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas “variaciones razonablemente previsibles” pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGEs en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGEs a las variaciones que considera razonablemente

previsibles (ver nota 5).

(4) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Coincidiendo con la puesta en marcha de las ampliaciones y mejoras de las refinerías de Cartagena y Petronor se ha procedido a la revisión de las vidas útiles de los activos en los complejos industriales de refino y química del Grupo Repsol YPF en España y Portugal. En este sentido, se han realizado estudios técnicos que ponen de manifiesto una prolongación de la vida útil de las principales instalaciones productivas de los mismos respecto a la inicialmente estimada. Como consecuencia de este aumento en la estimación de los años de vida útil se han reducido los porcentajes de amortización anuales de los citados activos materiales (ver nota 3.3.7.b) lo que ha supuesto en el ejercicio 2011 un menor gasto por amortización por importe de 130 millones de euros. Este cambio de estimación tendrá efecto en la cuenta de resultados del Grupo hasta el ejercicio 2039, cuando el efecto acumulado del cambio de vidas útiles en la cuenta de resultados habrá sido prácticamente neutro. Las principales instalaciones que se han visto afectadas por el cambio han sido las siguientes:

	Años de vida útil	
Instalaciones Complejas especializadas	Anterior al cambio	Posterior al cambio
Unidades	8 - 15	8-25
Tanques de almacenamiento	20 - 30	20-40
Líneas y Redes	12-18	12-25

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de recuperación del valor de los activos (ver nota 3.3.10 y 3.3.25) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 3.3.24).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 7 y 9).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Comission*) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves

Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y se aplicaron a los volúmenes de reservas calculados a 31 de diciembre de 2009. La aplicación de esta norma no tuvo efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo a dicha fecha.

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol YPF realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver nota 34).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

(5) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.108	2.146
YPF S.A.	1.861	1.802
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
EESS de Repsol Comercial P.P, S.A	97	95
Empresas Lipigas S.A.	87	94
Otras compañías	220	208
	4.645	**4.617**

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	4.617	4.733
Adquisiciones	17	6
Variaciones del perímetro de consolidación	(28)	(285)
Diferencias de conversión	61	189
Saneamientos	-	(10)
Reclasificaciones y otros movimientos	(22)	(16)
Saldo al cierre del ejercicio	4.645	4.617

En 2011 el epígrafe adquisiciones incluye 10 millones de euros correspondientes al fondo de comercio generado en la combinación de negocios de Repsol Nuevas Energías U.K. (ver nota 30).

Adicionalmente, en el epígrafe variaciones del perímetro de consolidación incluye la baja por la permuta de activos de EUFER (ver nota 30) por un importe de 20 millones de euros. Asimismo, en el epígrafe reclasificaciones y otros movimientos se recoge el traspaso a "Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta" de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Guatemala mantenidas a través del grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 11) por importe de 21 millones de euros. Ambos importes son proporcionales teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

En 2010 el epígrafe de variaciones del perímetro incluía la baja del fondo de comercio por importe de 291 millones de euros correspondientes a la sociedad Alberto Pascualini Refap, S.A., que se vendió en el ejercicio 2010 (ver nota 31).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Fondo de comercio bruto	4.671	4.643
Pérdidas de valor acumuladas (nota 9)	(26)	(26)
Fondo de comercio neto	4.645	4.617

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2011 y 2010 por segmentos:

	2011	2010
Upstream (1)	87	85
Downstream (2)	589	584
YPF	1.861	1.802
Upstream	1.270	1.230
Downstream	591	572
Gas y electricidad (3)	2.108	2.146
TOTAL	**4.645**	**4.617**

(1) Corresponde principalmente a la UGE constituida por los activos netos de exploración y producción del Grupo en Venezuela.
(2) Corresponde a un total de 17 UGEs siendo el importe individualmente más significativo el 20% del total del segmento.
(3) A 31 de diciembre de 2011 y 2010 incluye 1.763 y 1.809 millones de euros correspondientes a los fondos de comercio registrados por Gas Natural Fenosa por la participación de ésta en las sociedades de su grupo.

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2011 y 2010.

(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

	Millones de euros						
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera-miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones Informáticas	Otro inmovilizado	Total
COSTE							
Saldo a 1 de enero de 2010	639	208	177	258	463	1.542	3.287
Inversiones (1)	43	7	13	8	59	119	249
Retiros o bajas	(21)	(20)	(103)	(4)	(4)	(21)	(173)
Diferencias de conversión	18	3	-	-	7	63	91
Variación del perímetro de consolidación (2)	1	-	-	4	-	(28)	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (3)(4)	19	4	(5)	(11)	(14)	1.317	1.310
Saldo a 31 de diciembre de 2010	699	202	82	255	511	2.992	4.741
Inversiones (1)	5	7	17	9	86	478	602
Retiros o bajas	(12)	(13)	(7)	(2)	(46)	(5)	(85)
Diferencias de conversión	11	0	0	0	1	16	28
Variación del perímetro de consolidación (2)	1	0	0	0	(1)	128	128
Reclasificaciones y otros movimientos (3)(4)	8	(1)	(5)	(70)	19	(31)	(80)
Saldo a 31 de diciembre de 2011	712	195	87	192	570	3.578	5.334
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS							
Saldo a 1 de enero de 2010	(272)	(154)	(144)	(45)	(297)	(290)	(1.202)
Amortizaciones	(31)	(16)	(9)	-	(67)	(116)	(239)
Retiros o bajas	17	15	104	-	3	15	154
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	-	-	5	-	-	4
Diferencias de conversión	(10)	(2)	-	-	(5)	(16)	(33)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	17	17
Reclasificaciones y otros movimientos (3)(4)	(46)	-	-	39	11	(610)	(606)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	(343)	(157)	(49)	(1)	(355)	(1.000)	(1.905)
Amortizaciones	(31)	(15)	(9)	-	(69)	(146)	(270)
Retiros o bajas	7	5	6	-	47	-	65
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	-	-	(110)	-	-	(109)
Diferencias de conversión	(7)	-	-	-	-	(9)	(16)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	1	(1)	-
Reclasificaciones y otros movimientos (3)(4)	2	8	(1)	35	(18)	13	39
Saldo a 31 de diciembre de 2011	(371)	(159)	(53)	(76)	(394)	(1.143)	(2.196)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010	356	45	33	254	156	1.992	2.836
Saldo neto a 31 de diciembre de 2011	341	36	34	116	176	2.435	3.138

(1) Las inversiones en 2011 y 2010 proceden de la adquisición directa de activos.

(2) Ver notas 11 y 30.

(3) En el ejercicio 2011, la columna "Derechos de Emisión" incluía 244 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2011 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2010 por importe de 179 millones de euros. En el ejercicio 2010 la misma columna incluye 211 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2010 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2009 por importe de 178 millones de euros.

(4) En 2010, la columna "Otro inmovilizado" incluye principalmente una reclasificación correspondiente a activos relacionados con concesiones de servicios por un importe neto de 463 millones de euros (989 millones de euros se han reclasificado en coste y 524 millones de euros en amortización acumulada) provenientes del epígrafe "Inmovilizado material" (519 millones de euros) y del epígrafe "subvenciones" (56 millones de euros).

El Epígrafe “Otro inmovilizado” incluye principalmente:

a) Inmovilizado intangible adquirido como consecuencia de la combinación de negocios de Gas Natural con Unión Fenosa, por importe de 584 y 625 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.

b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver nota 3.3.1) por importe de 619 y 626 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

   Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión de transporte de crudos, gas y derivados en Argentina obtenidos como consecuencia de la aplicación de la Ley de Privatización (ver nota 2), así como acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia. Estos activos tienen plazos de vencimiento entre 11 y 35 años, que pueden ser prorrogados por períodos entre 10 y 30 años y a cuya finalización, las instalaciones asociadas revierten a los gobiernos correspondientes, sin que exista derecho de cobro alguno por parte de YPF y de Gas Natural Fenosa.

   En el ejercicio 2011 y 2010 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 28 y 21 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe “Ingresos de explotación”.

c) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 213 y 242 millones de euros, a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

d) Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 606 y 282 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Las inversiones registradas en ambos ejercicios han ascendido a 313 y 72 millones de euros, respectivamente. La principal inversión de 2011, por importe de 216 millones de euros, corresponde a la adqusisición del 70% de los bloques en el “North Slope” (Alaska) de las compañías 70 & 148, Llc. y GMT Exploration Llc, a través de la filial del Grupo Repsol E&P USA, Inc. Asimismo, en 2011 se invirtieron 52 millones de euros correspondientes a bonos de entrada en bloques en Kurdistán.

e) El anticipo pagado en 2011 por importe de 110 millones de euros para la adquisición de bonos exploratorios en Angola.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 206 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver nota 3.3.6 c)).

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.3.6 de la nota 3.

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de

arrendamiento financiero por importe de 97 millones de euros tanto en 2011 como en 2010, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2011 y 2010 a 82 y 71 millones de euros, respectivamente.

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovlizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2010	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
Inversiones	24	246	1.537	486	15	120	2.181	4.609
Retiros o bajas	(17)	(118)	(3)	(2)	(6)	(75)	(23)	(244)
Diferencias de conversión	72	663	2.295	145	51	71	60	3.357
Variación del perímetro de consolidación (5)	(39)	(661)	(146)	(272)	1	(11)	(124)	(1.252)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	168	557	378	(500)	394	21	(1.330)	(312)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
Inversiones	19	240	1.984	625	12	91	2.443	5.414
Retiros o bajas	(10)	(78)	(3)	(118)	(10)	(24)	(10)	(253)
Diferencias de conversión	29	221	1.286	49	5	18	58	1.666
Variación del perímetro de consolidación (5)	(3)	133	-	(1)	(2)	(17)	18	128
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	221	3.496	583	(730)	16	120	(3.922)	(216)
Saldo a 31 de diciembre de 2011	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2010	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	-	(35.011)
Amortizaciones	(67)	(1.190)	(2.042)	(263)	(67)	(79)	-	(3.708)
Retiros o bajas	9	91	3	-	5	67	-	175
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	(4)	(46)	(83)	(82)	-	(11)	-	(226)
Diferencias de conversión	(21)	(284)	(1.472)	(60)	(37)	(44)	-	(1.918)
Variación del perímetro de consolidación	9	273	61	99	-	4	-	446
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	2	123	191	118	351	(27)	-	758
Saldo a 31 de diciembre de 2010	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	-	(39.484)
Amortizaciones	(67)	(1.040)	(1.768)	(201)	(92)	(81)	-	(3.249)
Retiros o bajas	7	67	-	117	10	16	-	217
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	-	1	7	-	-	12	-	20
Diferencias de conversión	(9)	(119)	(855)	(21)	(4)	(6)	-	(1.014)
Variación del perímetro de consolidación	1	(36)	-	-	1	15	-	(19)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	(21)	50	121	373	(5)	(38)	-	480
Saldo a 31 de diciembre de 2011	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	-	(43.049)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010	1.973	12.474	11.343	917	1.626	554	4.698	33.585
Saldo neto a 31 de diciembre de 2011 (4)	2.140	15.409	12.698	1.010	1.557	660	3.285	36.759

(1) En 2011 se incluyen 3.184 millones de euros correspondientes a la ampliación de la refinería de Cartagena, que se han traspasado del epígrafe "Inmovilizado en curso" a "Maquinaria e instalaciones" como consecuencia de la puesta en marcha en 2011. Adicionalmente, se incluyen traspasos al epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" por importe de 209 millones de euros correspondientes fundamentalmente a activos poseídos a través de Gas Natural que han sido vendidos en 2011 relacionados con los puntos de suministro de gas en la Comunidad de Madrid, a las sociedades de distribución eléctrica en Guatemala y a la central de ciclo combinado de Arrúbal (ver notas 11 y 31). En 2010, incluía 177 millones de euros de reclasificaciones a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de la central de ciclo combinado de Plana del Vent y los activos de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables que se van a ceder a Enel Green Power, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. También en 2010 se reclasificaron a "Activos mantenidos para la venta" la participación en BBG (47 millones de euros).

(2) En 2010 el epígrafe reclasificaciones y otros movimientos, recogió una baja de 539 millones de euros correspondientes a los activos relacionados con concesiones de servicios que, de acuerdo CNIIF 12 debían registrarse como activo intangible (ver nota 6). Adicionalmente, en el citado epígrafe, en la columna "Elementos de transporte se incluyeron 856 millones de euros correspondientes al alta de cuatro nuevos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22).
(3) Ver nota 9.
(4) A 31 de diciembre de 2011 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 215 millones de euros.
(5) Ver notas 30 Combinaciones de negocios y 31 Desinversiones.

En 2011 las principales inversiones se realizaron en Argentina (2.092 millones de euros), en España (2.040 millones de euros), en Brasil (247 millones de euros), en Estados Unidos (234 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (631 millones de euros), y en Portugal (42 millones de euros). En 2010 las principales inversiones se realizaron en España (1.932 millones de euros), en Argentina (1.516 millones de euros), en Brasil (442 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (465 millones de euros), en Libia (83 millones de euros), en Estados Unidos (63 millones de euros) y en Canadá (49 millones de euros).

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 766 y 3.285 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 790 y 4.698 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe “Inmovilizado material” incluye elementos totalmente amortizados por importe de 12.147 y 11.533 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.3 de la nota 3. En 2011 y 2010, el coste medio de activación ha sido 4,87% y 3,76% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 139 y 143 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe “Inmovilizado material” se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 158 y 150 millones de euros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2011 y 2054.

En los ejercicios 2011 y 2010 se incluyen 2.894 millones de euros y 2.869 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.482 millones de euros y 1.561 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.388 millones de euros y a 1.287 millones de euros 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente (ver nota 22).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol YPF asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2010	41	(6)	35
Retiros o bajas	(2)	1	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	2	(10)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	41	(15)	26
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Dotaciones de amortizacion y otros movimientos	4	(5)	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2011	44	(20)	24

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2011 y 2010 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 94 y 99 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2011 y 2010 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

(9) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS

Repsol YPF realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.3.10).

Durante el ejercicio 2011 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 96 millones de euros (ver nota 26). Esta cifra incluye una pérdida por importe de 110 millones de euros por la depreciación de los derechos de emisión de CO2 (ver nota 35) cuyo efecto se vio compensado, casi en su totalidad, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

En el ejercicio 2011 se ha registrado una recuperación de valor por importe de 55 millones de euros correspondientes a pérdidas de valor registradas en ejercicios anteriores en relación con activos de exploración y producción en Brasil y Ecuador, debido a la evolución favorable de los parámetros de negocio.

Por otro lado, en el ejercicio 2011 se han dotado pérdidas de valor por importe de 11 millones de euros por activos de exploración en España debido a la reducción de las expectativas originales de valor de las instalaciones de Poseidón como almacén subterráneo de gas. Adicionalmente se han dotado pérdidas de valor de activos del negocio químico, por importe de 18 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en Portugal.

En mayo de 2010 Repsol YPF comunicó formalmente a la National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su decisión de discontinuar su participación en el proyecto

integrado de licuefacción de gas natural en Irán (Persian LNG). Como consecuencia de ello el Grupo provisionó los activos que tenía registrados por dicho proyecto por importe de 85 millones de euros, de los cuales 52 millones de euros correspondían a activos del segmento Upstream y 33 millones de euros a activos pertenecientes al segmento GNL.

Asimismo, durante el ejercicio 2010 se registró una pérdida de valor por importe de 81 millones de euros correspondiente a activos de exploración en un área de Libia debido a incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

Adicionalmente se provisionó el valor de varios activos correspondientes al negocio químico, por un importe de 14 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España.

(10) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Perú LNG Company Llc	219	193
Petrocarabobo	86	43
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	62	50
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	48	44
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	43	45
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	41	37
Guará, B.V.	40	18
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	37	30
Transierra, S.A.	27	24
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	20	19
Otras sociedades puestas en equivalencia	76	82
	699	585

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades del Grupo más significativas contabilizadas aplicando el método de participación.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	585	531
Adquisiciones	26	2
Desinversiones	-	(23)
Variaciones del perímetro de consolidación	(3)	(13)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	75	76
Dividendos repartidos	(64)	(72)
Diferencias de conversión	19	43
Reclasificaciones y otros movimientos	61	41
Saldo al cierre del ejercicio	699	585

La principal inversión llevada a cabo en el ejercicio 2011 ha sido realizada en Guará, B.V. por importe de 20 millones de euros.

En el ejercicio 2010 las desinversiones corresponden a la venta de un 5% de CLH a BBK y la venta de la participación de Gas Natural Fenosa en Gas de Aragón (ver nota 31).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2011 y 2010 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2011	2010
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	25	29
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	16	24
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	16	19
Otras sociedades puestas en equivalencia	18	4
	75	76

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión, basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	**% Participación**
Sistemas Energéticos Mas Garullo (1)	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	10,50%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2011 y 2010 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2011	2010
Total Activos …..……..	1.964	1.953
Total Patrimonio…..……	699	585
Ingresos……..	902	667
Resultado del periodo …..	75	76

(11) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2011 y 2010, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2011	2010
Fondo comercio	-	20
Inmovilizado material y otros activos intangibles	187	280
Otros activos no corrientes	43	22
Activos corrientes	28	18
	258	340
Pasivos no corrientes	19	59
Pasivos corrientes	13	94
	32	153
	226	187

Con fecha 29 de diciembre de 2011 Repsol Exploración Karabashky B.V adquirió el 100% de Eurotek, empresa que explota licencias de exploración y producción de hidrocarburos en las regiones de Khanty-Mansiysk y Yamal-Nenets ubicadas en la Federación Rusa. La adquisición se realizó a dos filiales de MDM Bank (Selena y Nord Estate Managment). Esta adquisición forma parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de una sociedad conjunta que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Alliance Oil ha constituido una nueva sociedad conjunta denominada AR Oil and Gaz, B.V (AROG), que a 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con los hitos de la operación, estaba participada al 100% por Alliance Oil. La entrada de Repsol en su capital quedaba condicionada a la adquisición previa por parte de Repsol de Eurotek. En el marco de este acuerdo, Repsol aportará el 100% de Eurotek en AROG, como parte de un calendario de aportaciones que, una vez finalizado, supondrá una participación por parte de Alliance Oil en el capital social de la compañía del 51%, mientras que la participación de Repsol se situará en el 49%.

La operación ha supuesto un desembolso total de 234 millones de dólares (182 millones de euros) que se ha instrumentado mediante (i) un pago al vendedor por importe de 34 millones de euros, (ii) un préstamo de Repsol Exploración Karabashky a Eurotek, por importe de 141 millones de euros, para cancelar los pasivos asumidos por la sociedad con anterioridad a la fecha de adquisición y (iii) la aportación a una cuenta escrow por importe de 7 millones de euros como anticipo al vendedor por las licencias que se les venderán con posterioridad y que serán reembolsados a Eurotek tras la venta. Desde la fecha de su adquisición, esta sociedad ha sido clasificada como activo no corriente mantenido para la venta hasta el momento de su aportación a la sociedad conjunta de acuerdo con el calendario previsto de la operación.

El 8 de abril de 2010, Repsol YPF y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vendía a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 87 millones de euros. De esta cifra, 16 millones de euros estaban condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación. Asimismo, en 2010 se recibió un anticipo a cuenta de esta transacción por importe de 70 millones de euros, que se recogió en el epígrafe de desinversiones del estado de flujos de efectivo. La operación se hizo efectiva el 3 de octubre de 2011, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes por un importe definitivo de 79 millones de euros (ver nota 31), dándose de baja activos y pasivos netos en este epígrafe por importe 51 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas (adicionales a los 300.000 puntos de suministro vendidos al Grupo Madrileña Red de Gas descritos en la nota 31), así como otros contratos asociados en la zona de Madrid por un importe total de 11 millones de euros. Esta transacción está sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes. Desde la fecha del acuerdo, estos activos, se consideran como activos no corrientes mantenidos para la venta. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En julio de 2010, Gas Natural Fenosa acordó con el Grupo Alpiq la venta de 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros. A 31 de diciembre de 2010, los activos del grupo para los que se ha acordado su venta se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las autorizaciones pertinentes, la venta se realizó el 1 de abril de 2011 sin que haya generado impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas. Además, Alpiq dispone de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400MW durante un período de 2 años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 59 millones de euros, que corresponde al valor de mercado de dicho derecho. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power acordaron finalizar la colaboración en energías renovables que hasta entonces mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), sociedad en la que cada uno era accionista con un 50%. A 31 de diciembre de 2010, la parte de los activos y pasivos que figuraban en el balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que serían cedidos a Enel Green Power fueron reconocidos como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta por importe neto de 55 millones de euros. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la operación se ha realizado el 27 de mayo de 2011. Como consecuencia de esta transacción cada uno de los accionistas recibió aproximadamente la mitad de los activos y pasivos de la actividad de energías renovables que se venía realizando (ver nota 30). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En febrero de 2010 se vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a PDVSA, que a 31 de diciembre de 2009 se encontraban registrados en este epígrafe tras los acuerdos de compra-venta y cesión que se habían alcanzado en dicha fecha con PDVSA y PDVSA GAS, respectivamente. Como consecuencia de esta venta se dieron de baja 132 millones de euros.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, que fueron vendidos en abril de 2010, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, dándose de baja activos y pasivos en este epígrafe por importe de 163 y 36 millones de euros, respectivamente, (teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de Méjico con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río que fueron vendidas en junio de 2010, tras obtener la aprobación de las autoridades mejicanas, habiéndose dado de baja en este epígrafe activos y pasivos por importe de 431 y 126 millones de euros, respectivamente (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

(12) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2011	2010
Activos financieros no corrientes	2.450	1.789
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	-	2
Otros activos financieros corrientes	674	684
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	68	40
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.677	6.448
	5.869	8.963

(1) Recogidos en el epígrafe “Otros activos no corrientes”.
(2) Recogidos en el epígrafe “Otros deudores”.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2011 y 2010, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2011						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	128	-	-	-	128
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	65	-	2.212	45	-	2.322
Largo plazo / No corriente	**-**	**65**	**128**	**2.212**	**45**	**-**	**2.450**
Derivados	176	-	-	-	-	58	234
Otros activos financieros (1)	-	84	-	463	2.638	-	3.185
Corto plazo / Corrientes	**176**	**84**	**-**	**463**	**2.638**	**58**	**3.419**
TOTAL	**176**	**149**	**128**	**2.675**	**2.683**	**58**	**5.869**

	31 de diciembre de 2010						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	150	-	-	-	150
Derivados	2	-	-	-	-	-	2
Otros activos financieros	-	64	-	1.509	66	-	1.639
Largo plazo / No corriente	**2**	**64**	**150**	**1.509**	**66**	**-**	**1.791**
Derivados	37	-	-	-	-	71	108
Otros activos financieros (1)	-	346	-	601	6.117	-	7.064
Corto plazo / Corrientes	**37**	**346**	**-**	**601**	**6.117**	**71**	**7.172**
TOTAL	**39**	**410**	**150**	**2.110**	**6.183**	**71**	**8.963**

(1) En el epígrafe “Otros activos no corrientes” y en los epígrafes “Clientes por ventas y prestaciones de servicios” y “Otros deudores” del balance, se incluyen en 2011, 344 millones de euros a largo plazo y 8.634 millones de euros a corto plazo, y en 2010, 320 millones de euros a largo plazo y 7.989 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		**Nivel 2**		**Nivel 3**		**Total**	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Activos financieros mantenidos para negociar	23	8	153	31	-	-	176	39
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	149	410	-	-	-	-	149	410
Activos financieros disponibles para la venta (1)	57	71	-	-	-	-	57	71
Derivados de cobertura	-	-	58	71	-	-	58	71
Total	229	489	211	102	-	-	440	591

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a los fondos de inversión del Grupo.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

(1) No incluye 71 y 79 millones de euros en 2011 y 2010 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.3.11, Activos financieros corrientes y no corrientes).

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

12.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver nota 21).

12.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2011 y 2010 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión y

adicionalmente, en 2011 incluye la inversión realizada en títulos de deuda por importe de 36 millones de euros.

12.3) Activos financieros disponibles para la venta

Corresponden fundamentalmente a participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	150	173
Inversiones	12	1
Desinversiones	(4)	(39)
Ajustes a valor razonable	(16)	8
Variaciones del perímetro de consolidación	(6)	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos	(8)	8
Saldo al cierre del ejercicio	128	150

En el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de Indra, que había sido reclasificado a este epígrafe desde el epígrafe de Activos mantenidos para la venta en julio de 2009, por un importe de 38 millones de euros, lo que supuso una plusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Los ajustes por valoraciones a valor razonable corresponden fundamentalmente a la participación en Alliance Oil Company (sociedad que absorbió la antigua West Siberian Resources) por importe de 13 millones de euros negativos en 2011 y 11 millones de euros positivos en 2010.

12.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2011	2010	2011	2010
No corrientes	2.212	1.509	2.432	1.689
Corrientes	463	601	463	601
	2.675	2.110	2.895	2.290

Dentro de los préstamos no corrientes se incluyen los concedidos al Grupo Petersen en 2011 y 2010 como consecuencia de las ventas de participación en YPF (ver nota 31), cuyo saldo asciende a 1.542 y 940 millones a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Estos importes incluyen principal e intereses devengados a la fecha. El primero de estos préstamos, otorgado en 2008 por un principal de 1.016 millones de dólares (785 millones de euros), devenga un interés anual de 8,12 % hasta de mayo de 2013 (momento en que se iniciará la amortización del principal) y de 7% a partir de

entonces. El segundo préstamo, otorgado en 2011 por un principal de 626 millones de dólares (484 millones de euros), devenga un interés anual de 7,40% hasta noviembre de 2016 (momento en que se iniciará la amortización del principal) y de 6,50% a partir de entonces.

Por otro lado, en este epígrafe también se incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa, a una compañía del Grupo Contour Global por importe de 77 millones de euros (teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo Gas Natural Fenosa) como consecuencia de la venta en 2011 de una central de ciclo combinado en Arrúbal (La Rioja). Este préstamo está garantizado por las acciones de esta compañía y por otros activos y devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.

Adicionalmente en los préstamos y partidas a cobrar no corrientes se incluyen 34 millones de euros, correspondientes a las concesiones que se consideran activos financieros de acuerdo con el CINIIF12 "Acuerdos de concesiones de servicios" que el Grupo mantiene a través de su participación en Gas Natural Fenosa tanto en 2011 como en 2010.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran los concedidos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 310 y 324 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente. En el ejercicio 2011 dicha cifra incluye provisiones por deterioro por importe de 21 millones de euros.

En los préstamos y partidas a cobrar corrientes figuran 370 y 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa. Durante el ejercicio 2011 se han realizado once emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (ver nota 31). Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 7,53 % y 7,65% en 2011 y 2010.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2011	2010
2012	-	38
2013	124	68
2014	80	75
2015	76	69
2016	103	69
Años posteriores	1.829	1.190
	2.212	1.509

12.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	Millones de euros	
	2011	2010
Inversiones Financieras no corrientes …	45	66
Inversiones Financieras temporales……	8	4
Equivalentes de efectivo ……..	1.327	3.993
Caja y Bancos ……	1.303	2.120
	2.683	6.183

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento coincide con su valor contable.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,90 % y 1,22% en 2011 y 2010, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2011 el Grupo posee directamente títulos de deuda de Argentina por importe de 2 millones de euros con vencimiento entre 2017 y 2024.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2011	2010
2012	-	26
2013	22	14
2014	5	3
2015	3	3
2016	3	3
Años posteriores	12	17
	45	66

(13) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

A 31 de diciembre de 2011	Millones de euros
Crudo y Gas natural	2.459
Productos terminados y semiterminados	4.197
Materiales y otras existencias	622
	7.278
A 31 de diciembre de 2010	
Crudo y gas natural	2.323
Productos terminados y semiterminados	2.984
Materiales y otras existencias	530
	5.837

En el ejercicio 2011 se ha registrado un gasto neto de 33 millones de euros y en el ejercicio 2010 un ingreso neto de 4 millones de euros en el epígrafe "Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación" como consecuencia de la valoración de las existencias de productos terminados al menor entre su coste y su valor neto de realización.

Respecto a las materias primas, en el ejercicio 2010 se registró un gasto neto de 9 millones de euros en el epígrafe “Aprovisionamientos” como consecuencia de la valoración, al menor entre su coste y su valor neto de realización. En 2011 el importe registrado por este concepto fue inferior a 1 millón de euros.

A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe de existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 229 y 242 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un gasto de 51 millones de euros en 2011 y un ingreso de 6 millones de euros en 2010.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2011, como a 31 de diciembre de 2010 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(14) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.959	6.084
Provisión por insolvencias	(404)	(289)
Clientes por ventas y prestación de servicios	6.555	5.795
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores (1) (2)	1.248	1.508
Deudores por operaciones con el personal	101	53
Administraciones públicas	730	633
Derivados por operaciones comerciales (3)	68	40
Otros deudores	2.147	2.234
Activos por impuesto corriente	520	369
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9.222	8.398

(1) El saldo a 31 de diciembre de 2010 de este epígrafe en las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2010, incluía 171 millones de euros adicionales (el importe total ascendía a 1.679 millones de euros) que, a efectos comparativos, han sido clasificados en la línea del balance “otros activos corrientes” y que corresponden, fundamentalmente, a periodificaciones.

(2) El Grupo ha registrado una provisión por deterioro de cuentas a cobrar registradas por importe de 132 millones de euros como consecuencia de la suspensión temporal del otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa “Petróleo Plus” en Argentina (ver nota 2).

(3) Este importe se incluye en los conceptos descritos en la nota 12.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio ……	289	395
Dotación/(reversión) pérdidas de valor ……	64	70
Variaciones de perímetro de consolidación ……	(1)	-
Diferencias de conversión ……	2	22
Reclasificaciones y otros movimientos ……	50	(198)
Saldo al cierre del ejercicio ……	404	289

(15) PATRIMONIO NETO

15.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2011 y 2010 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus American Depositary Shares (ADSs) en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) y el día 4 de marzo los ADSs de Repsol dejaron de cotizar en dicho mercado. Posteriormente y tras la solicitud presentada por la Sociedad el 7 de marzo de 2011, la exclusión del registro de los ADS en la *U.S. Securities and Exchange Commission* (SEC) devino efectiva en junio de 2011.

La Compañía mantiene su Programa de ADS, que comenzaron a cotizar en el mercado OTCQX el 9 de marzo de 2011.

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A. limitan al 10% del capital social con derecho a voto el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo si bien, de conformidad con el régimen legal vigente aplicable a las sociedades anónimas cotizadas, dicha limitación es nula desde el pasado 1 de julio de 2011. Dentro de la reforma del Gobierno Corporativo de la Sociedad que se someterá a la consideración de la próxima Junta General Ordinaria, está previsto proponer la supresión de esta cláusula de los Estatutos.

Al estar representadas las acciones de Repsol YPF por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos en el siguiente cuadro recogen la información de la que dispone la Sociedad a 31 de diciembre de 2011 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV):

Accionista	% total sobre el capital social
CaixaBank	12,84
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	10,01
Petróleos Mexicanos (2)	9,49

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,49% del capital social de la Compañía

El 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos y P.M.I. Holdings, B.V. (el "Grupo Pemex") suscribieron un pacto parasocial, el cual fue informado a la Sociedad y comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en cumplimiento de la normativa aplicable. De acuerdo con la información hecha pública por ambos accionistas, Sacyr Vallehermoso, S.A. y el Grupo Pemex suscribieron el 31 de enero de 2012 un convenio de terminación anticipada del pacto.

A 31 de diciembre de 2011 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	23,74	21,20	euros
			Buenos Aires	142,00	137,54	pesos
Gas Natural SDG, S.A.	991.672.139	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	13,27	12,77	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	167,55	164,74	pesos
			Nueva York (NYSE)	34,68	35,60	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	721.280.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,89	0,83	Soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	25,34	27,78	euros

15.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

15.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la expuesta, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

15.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

En 2011, el Grupo adquirió un total de 6.685.499 acciones propias, representativas del 0,55 % del capital social, con un valor nominal de 1 euro por acción, por un importe de 125 millones de euros. Las mencionadas acciones han sido enajenadas en el ejercicio por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros. Estas operaciones han supuesto una

plusvalía, registrada en el epígrafe “Otras reservas”, que asciende a 15 millones de euros.

Por otro lado, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, la Compañía ha adquirido un total de 298.117 acciones, representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ha ascendido a 6,6 millones de euros, que ha entregado a empleados del Grupo Repsol YPF en el marco del plan de acciones para empleados descrito en la nota 18.

Adicionalmente, el 20 de diciembre de 2011 fueron adquiridas 122.086.346 acciones propias, representativas del 10 % del capital social de la compañía, con valor nominal de 1 euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre. Esta adquisición vino motivada por la decisión comunicada por los bancos acreedores de Sacyr Vallehermoso de no renovar el crédito concedido en su día a esa compañía para la adquisición de un 20% del capital de Repsol YPF, o de condicionar su refinanciación parcial a la venta de un 10% de esta última. La adquisición de este paquete se realizó a un precio de 21,066 euros por acción por un importe de 2.572 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2011, las acciones propias mantenidas por Repsol YPF o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 10% de su capital social, mientras que a 31 de diciembre de 2010, ni Repsol YPF, ni ninguna de sus sociedades filiales mantenían acciones de Repsol YPF.

15.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 3.3.24 de la nota 3 y nota 21).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3.3.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver nota 21) según el procedimiento descrito en el apartado 3.3.24 de la nota 3.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2011 y 2010, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	4	(1)	-	-	4	(1)
Por coberturas de flujos de efectivo	24	19	(20)	(25)	4	(6)
Diferencias de conversión	(9)	(120)	-	-	(9)	(120)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	5	6	-	-	5	6
	24	(96)	(20)	(25)	4	(121)

15.6) Dividendos

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2011 y 2010:

	31/12/2011			**31/12/2010**		
	% sobre Nominal	**Euros por acción**	**Importe (1)**	**% sobre Nominal**	**Euros por acción**	**Importe (2)**
Acciones ordinarias	105,0%	1,050	1.282	42,5%	0,425	519
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	**105,0%**	**1,050**	**1.282**	**42,5%**	**0,425**	**519**
a) Dividendos con cargo a resultados	105,0%	1,050	1.282	42,5%	0,425	519
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta (pagado el 13 de enero de 2011) y complementario (pagado el 7 de julio de 2011) del ejercicio 2010.

(2) Este importe corresponde al pago del dividendo complementario del ejercicio 2009 pagado el 8 de julio de 2010.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2011 y 2010 corresponde al dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2011 el importe ha ascendido a 635 millones de euros (0,5775 euros brutos por acción, pagado el 10 de enero de 2012 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución) y en 2010 a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2010, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 15 de Abril de 2011, ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta General de Accionistas un nuevo sistema de retribución para los accionistas. Al amparo de este sistema, la Sociedad les ofrecería una alternativa que les permitiría recibir acciones liberadas de Repsol YPF, S.A., sin limitar su posibilidad de percibir una retribución en efectivo.

Esta opción se instrumentaría a través de un aumento de capital liberado, que deberá ser objeto de aprobación por la Junta General. En ese caso, el aumento del capital liberado podrá ser ejecutado por el Consejo de Administración en el plazo de un año desde el

acuerdo de la Junta General. Está previsto que la ejecución de la ampliación se lleve a cabo en fechas cercanas a aquellas en las que tradicionalmente se ha venido abonando a los accionistas el dividendo complementario.

En la ejecución del aumento de capital, cada accionista de la Sociedad recibiría un derecho de asignación gratuita por cada acción de Repsol YPF, S.A. que posea. Los referidos derechos serían objeto de negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia.

En función de la alternativa escogida, cada uno de los accionistas podría recibir, bien nuevas acciones liberadas, o bien un importe en efectivo como consecuencia de la venta de los derechos de asignación gratuita a la Sociedad (en virtud del compromiso que asumiría la Sociedad, a un precio fijo garantizado) o en el mercado (en cuyo caso, la contraprestación variaría en función de la cotización de los derechos de asignación gratuita).

La Sociedad prevé que la retribución por acción correspondiente al ejercicio 2011 será, aproximadamente, un 10% superior a la percibida con cargo a los resultados del ejercicio 2010.

La ampliación de capital se efectuaría libre de gastos y comisiones para los suscriptores en cuanto a la asignación de las nuevas acciones emitidas. La Sociedad asumiría los gastos de emisión, suscripción, puesta en circulación, admisión a cotización y demás relacionados con la ampliación de capital. Sin perjuicio de lo anterior, las entidades participantes en Iberclear en las que se encuentren depositadas las acciones podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y los gastos repercutibles a los accionistas en concepto de administración y tramitación de órdenes de compra y venta de derechos de asignación gratuita que libremente determinen.

15.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el que se detalla a continuación:

	2011	2010
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	2.193	4.693
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.216	1.221

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros)	**2011**	**2010**
Básico	1,80	3,84
Diluido	1,80	3,84

15.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2011 y 2010 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2011	2010
YPF, S.A. (1)	2.762	1.149
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa (2)	494	478
Refinería La Pampilla, S.A.	134	98
Petronor, S.A.	100	96
Otras compañías	15	25
Total	3.505	1.846

(1) El incremento se ha producido como consecuencia de las ventas de participación en YPF en 2011(ver nota 31).

(2) Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 y 226 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

(16) SUBVENCIONES

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 118 millones de euros y 110 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (64 millones de euros en 2011 y 80 millones de euros en 2010).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe “Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras”. Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” ha ascendido a 72 y 227 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente.

(17) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2011 y 2010, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2011 y 2010, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes						
	Provisión para pensiones (4)	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente	Emisión de CO_2	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2010	**243**	**1.138**	**392**	**222**	**180**	**1.204**	**3.379**
Dotaciones con cargo a resultados (1)	23	96	99	75	179	563	**1.035**
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(2)	(1)	-	(3)	(1)	(135)	**(142)**
Cancelación por pago	(24)	(29)	(43)	(50)	-	(160)	**(306)**
Variaciones del perímetro de consolidación	(21)	(8)	(5)	-	4	(2)	**(32)**
Diferencias de conversión	15	76	29	14	-	39	**173**
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	23	161	(55)	(4)	(180)	124	**69**
Saldo a 31 de diciembre de 2010	**257**	**1.433**	**417**	**254**	**182**	**1.633**	**4.176**
Dotaciones con cargo a resultados (1)	15	94	50	82	94	200	**535**
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(1)	(4)	(73)	(3)	-	(107)	**(188)**
Cancelación por pago	(27)	(41)	(96)	(80)	(2)	(115)	**(361)**
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	-	-	-	-	-	**(1)**
Diferencias de conversión	1	64	4	7	-	12	**88**
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	11	298	-	(5)	(179)	(96)	**29**
Saldo a 31 de diciembre de 2011	**255**	**1.844**	**302**	**255**	**95**	**1.527**	**4.278**

(1) Incluye 186 y 199 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2011 y 2010, respectivamente.

(2) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

(3) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 333 y 178 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios. Adicionalmente, el epígrafe "Otras provisiones" en 2011 incluye la reclasificación al epígrafe "Acreedores comerciales" de 355 millones de euros tras el acuerdo alcanzado entre Gas Natural Fenosa y Sonatrach para resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas de Sagane, S.A., sociedad perteneciente al Grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 34), que han sido pagados. Los importes anteriores corresponden a la parte proporcional teniendo en cuenta la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.. En 2011 el citado epígrafe incluye también adiciones realizadas como consecuencia de riesgos asociados a transacciones en el exterior (ver nota 24).

(4) Ver nota 18.

Dentro del epígrafe "Otras provisiones" se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. En las notas 24 Situación Fiscal y 34 Pasivos Contingentes y compromisos se incluye información adicional sobre las mismas.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2011. No obstante, debido a las características de los riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	Total
Provisión por pensiones	3	88	164	255
Provisión por Desmantelamientos de campos	46	605	1.193	1.844
Provisión por contratos	2	230	70	302
Provisiones medioambientales	105	115	36	256
Provisión por emisiones de CO_2	95	-	-	95
Otras provisiones	201	743	582	1.526
TOTAL	**452**	**1.781**	**2.045**	**4.278**

(18) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

ii. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

iii. El promotor (Repsol YPF) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

En YPF y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 52 millones de euros en 2011 y 2010.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este

plan cargado en el epígrafe “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2011 y 2010 ha ascendido a 3 y 4 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa e YPF Holdings, una filial de YPF, tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	2011	2010
España (ver b.1)	107	109
Colombia (ver b.2)	85	81
Brasil (ver b.3)	18	17
Estados Unidos (ver b.4)	33	30
Resto	12	20
Total	255	257

b.1) A 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2011 y 2010 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2011 y 2010 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales

b.4) YPF Holdings, una filial de YPF, a 31 de diciembre de 2011 mantiene un plan de pensiones no contributivo, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados.

Adicionalmente, USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	2011				2010			
Valor actual de las obligaciones	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	362	81	52	30	361	67	73	20
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	-	-	-	-	1	-	(41)	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	-	1	-	1	1
Coste de intereses	14	6	5	2	16	6	6	1
Ganancias y pérdidas actuariales	(13)	9	8	4	(1)	8	11	4
Beneficios pagados	(27)	(10)	(4)	(4)	(29)	(10)	(4)	(2)
Traspasos y cancelaciones	3	(3)	-	1	12	-	-	3
Diferencias de conversión	0	2	(5)	-	-	10	6	3
A 31 de Diciembre	340	85	56	33	362	81	52	30
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	253	-	35	-	244	-	52	-
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	-	-	-	-	1	-	(27)	-
Rendimiento esperado	10	-	4	-	11	-	5	2
Aportaciones	3	-	2	-	11	-	-	1
Ganancias y pérdidas actuariales	(13)	-	4	-	2	-	2	(3)
Prestaciones pagadas	(20)	-	(3)	-	(29)	-	(3)	-
Traspasos	-	-	-	-	13	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(4)	-	-	-	6	-
A 31 de Diciembre	233	-	38	-	253	-	35	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	**107**	**85**	**18**	**33**	**109**	**81**	**17**	**30**

(1) En el ejercicio 2009, el Grupo tenía determinados planes de pensiones, a través de su participación en REFAP en Brasil, si bien dicha participación fue vendida en diciembre de 2010.

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	2011				2010			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	-	1	-	1	1
Coste por intereses	14	6	5	2	16	6	6	1
Rendimiento previsto activos del plan	(9)	-	(4)	-	(11)	-	(5)	(2)
Cargo en la cuenta de resultados	6	6	1	2	6	6	2	-

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 12 y 11 millones de euros para los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través de sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2011 y 2010, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 14 y 16 millones de euros, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2011				2010			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	3,1% a 4,9%	7,80%	11,40%	5,61% a 3,4%	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 7,70%	5,54% a 4,65%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	3,1% a 4,9%	7,80%	12,80%	N/A	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 6,10%	N/A
Incrementos futuros en salario (1)	3,00%	2,75%	7,60%	N/A	3,00%	2,70%	6,6% - 2,24%	N/A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,50%	2,75%	5,50%	N/A	2,50%	2,70%	0,00%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,50%	2,75%	5,50%	N/A	2,50%	2,70%	4,50% - 4%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83 / PERMF 2000		PERMF 2000	ISS 1980/89 – RV08	AT-83 / AT 2000	

(1) anual

c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2008-2011, 2009-2012, 2010-2013 y 2011-2014, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2008-2011) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de

diciembre de 2011 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2012.

Los cuatro programas vigentes (2008-2011, 2009-2012, 2010-2013 y 2011-2014), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media de las valoraciones individuales de desempeño obtenidas por beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, resultados que a su vez entran a formar parte de la retribución variable anual a percibir por el mismo.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en el punto 18.d) apartado i.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2011 y 2010 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 21 y 25 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 56 y 50 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d) Planes retributivos en acciones

La Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, aprobó dos propuestas de planes retributivos en acciones de Repsol YPF, S. A.:

i.) El primero de los planes indicados (el “Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual”), contempla para sus beneficiarios un abono de acciones vinculado a ciertos requisitos de inversión y permanencia en el Grupo.

Este Plan, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018), está dirigido a los Consejeros Ejecutivos, al resto de directivos y a empleados del Grupo que sean beneficiarios de determinados programas de retribución plurianual en efectivo, y permite a los beneficiarios que así lo deseen (“los Participantes”), invertir en acciones de Repsol YPF, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que perciban en el año de inicio de cada ciclo. Dicha inversión deberá realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente (Inversión Inicial).

Los Participantes de cada uno de los Ciclos del Plan tendrán derecho a recibir una acción de Repsol YPF, S.A. por cada tres acciones adquiridas en la Inversión Inicial correspondiente a cada ciclo, siempre que todas las acciones adquiridas en la Inversión Inicial se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años (Periodo de Consolidación).

Un total de 350 empleados se han acogido al Primer Ciclo del Plan (2011-2014) adquiriendo un total de 227.498 acciones a un precio medio de 23,5357 euros por acción, de forma que el compromiso de entrega de acciones del Grupo con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al Periodo de Consolidación hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 75.710 acciones. Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2011 se ha registrado un gasto en el epígrafe "gastos de personal" con contrapartida en el epígrafe "Otras reservas" del patrimonio neto por importe de 0,23 millones de euros.

ii.) El segundo de los planes, denominado "Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012", se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol YPF en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir hasta 12.000 euros de su retribución anual en 2011 y 2012 en acciones de la Sociedad, al precio de cierre de la acción en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario, establecidas con carácter mensual. En el ejercicio 2011, de acuerdo con lo descrito en la nota 15.4, el Grupo ha comprado 298.117 acciones propias por un importe total de 6,6 millones de euros, con objeto de entregarlas a los empleados del Grupo. Estas acciones representan el 0,024% sobre el total de acciones emitidas de Repsol YPF, S.A.

Las acciones a entregar en ambos planes podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol YPF, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

(19) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2011	2010
Pasivos financieros no corrientes	15.345	14.940
Derivados por operaciones comerciales no corrientes [(1)]	3	1
Pasivos financieros corrientes	4.985	4.362
Derivados por operaciones comerciales corrientes [(1)]	42	115
	20.375	19.418

[(1)] Los derivados por operaciones comerciales se encuentra registrados en los epígrafes "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2011				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	4.806	-	4.806	4.819
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	10.331	-	10.331	10.476
Derivados	6	-	203	209	209
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**6**	**15.137**	**203**	**15.346**	**15.504**
Deudas con entidades de crédito	-	2.896	-	2.896	2.901
Obligaciones y otros valores negociables	-	2.006	-	2.006	2.007
Derivados	115		12	127	127
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**115**	**4.902**	**12**	**5.029**	**5.035**
TOTAL	**121**	**20.039**	**215**	**20.375**	**20.539**

	31 de diciembre de 2010				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	4.716	-	4.716	4.776
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	10.089	-	10.089	10.228
Derivados	6	-	130	136	136
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**6**	**14.805**	**130**	**14.941**	**15.140**
Deudas con entidades de crédito	-	1.872	-	1.872	1.872
Obligaciones y otros valores negociables [2]	-	2.352	-	2.352	2.366
Derivados	219	-	34	253	253
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**219**	**4.224**	**34**	**4.477**	**4.491**
TOTAL	**225**	**19.029**	**164**	**19.418**	**19.631**

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.179 y 3.205 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

(2) Incluía acciones preferentes por importe de 543 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. El 8 de febrero de 2011 el grupo amortizó el 100% de las participaciones preferentes de Repsol International Capital que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE) (ver nota 1).

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, los estados financieros incluyen importes correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 22.1) en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” (2.864 y 2.852 millones de euros, respectivamente) y “Otros acreedores” (223 millones de euros tanto en 2011 como en 2010).

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Pasivos financieros mantenidos para negociar	16	60	105	165	-	-	121	225
Derivados de cobertura	-	-	215	164	-	-	215	164
Total	16	60	320	329	-	-	336	389

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detalla en el apartado 20.1.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 20.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2011		2010	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	6.456	3,67%	6.695	3,63%
Acciones Preferentes	3.229	3,70%	3.698	3,46%
Obligaciones	8.474	4,43%	8.695	4,34%
	18.160	4,03%	19.088	3,92%

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes”) que han tenido lugar durante los ejercicios 2011 y 2010:

	Saldo al 31/12/2010	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2011
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.453	5.325	(4.912)	(30)	11.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	988	130	(602)	(15)	501
TOTAL	**12.441**	**5.455**	**(5.514)**	**(45)**	**12.337**

	Saldo al 31/12/2009	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	10.697	4.597	(3.804)	(37)	11.453
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	2	-	(2)	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	852	101	(18)	53	988
TOTAL	**11.551**	**4.698**	**(3.824)**	**16**	**12.441**

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa a medio plazo de "*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme*" (EMTNs) registrado el 27 de octubre de 2011 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo. El 12 de diciembre 2011 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 850 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,250% y con vencimiento de 4 años y 2 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V., mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol YPF S.A. El 12 de noviembre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2011, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 3.456 millones de euros y 54 millones de dólares al amparo de este Programa. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2011 era de 707 y a 31 de diciembre de 2010 era de 1.432 millones de euros.

El día 8 de febrero de 2011 se amortizaron las Participaciones Preferentes Serie A emitidas por Repsol International Capital LTD. y garantizadas por Repsol YPF S.A. por importe 725 millones de dólares.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 23 de marzo de 2010 por un importe de 300 millones de euros siendo el emisor la sociedad de su grupo Unión Fenosa Finance B.V. Durante el ejercicio 2011 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 626 millones de euros. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el saldo dispuesto por el programa ECP era de 80 y 108 millones de euros, respectivamente, siendo el disponible 220 y 193 millones de euros, respectivamente. Gas Natural Fenosa dispone también de un programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de

euros, cuyo saldo dispuesto a 31 de diciembre de 2011 ascendió a 20 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa mantiene un programa de European Medium Term Notes (EMTNs) a medio plazo que, tras la última ampliación en noviembre de 2011, tiene un límite de 3.600 millones de euros. Al amparo de este programa, con fecha 25 de enero y 10 de mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, realizó sendas emisiones de bonos en el euromercado por importe de 180 y 150 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe total dispuesto al amparo de este programa asciende a 2.415 y 2.096 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

YPF realizó en junio 2011, una emisión de bonos en mercado doméstico argentino de 300 millones de pesos argentinos (51 millones de euros) con vencimiento a 18 meses.

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural México, S.A. de C.V. registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por importe de 3.001 millones de pesos mexicanos (163 millones de euros). Al amparo de este programa, se cerró una emisión de deuda a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 1.200 millones de pesos (66 millones de euros), con la garantía de Gas Natural SDG, S.A. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El 24 de marzo de 2010 Gas Natural SDG firmó un préstamo por importe de 1.205 millones de euros bajo la modalidad “Club Deal” con un total de 18 bancos. El importe total del préstamo se divide en 301 millones de euros con vencimiento a 3 años y 904 millones de euros con vencimiento a 5 años. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Por su parte, el día 5 de mayo de 2010 venció por importe 943 millones de euros, un bono emitido por Repsol International Finance B.V., garantizado por Repsol YPF S.A

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2011 y 2010 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

	Saldo al 31/12/2010	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2011
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	30	-	-	1	31

	Saldo al 31/12/2009	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	28	-	-	2	30

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe nominal de 5.486 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o *"cross-default"),* y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en marzo de 2009 y diciembre de 2011, pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol YPF, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol YPF quedara situada por debajo del grado de inversión.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 185 millones de euros (correspondientes a un nominal de 170 millones de dólares y 300 millones de pesos argentinos), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default"), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados de YPF y sus filiales. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un porcentaje que varía entre el 10% y el 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural Fenosa tiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 447 millones de euros que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros que corresponden en su mayor parte a deudas contraídas por el antiguo grupo Unión Fenosa y a deuda de sociedades latinoamericanas en operaciones de financiación en su mercado local sin recurso a la matriz. Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos, a 31 de diciembre de 2011 asciende a 244 millones de euros, respectivamente. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Acciones Preferentes

El Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de acciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares con las siguientes características:

- Dividendo : 7,45% anual, pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del quinto año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos preferentes está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias. Si no se devenga el dividendo, no hay obligación posterior de pagarlo.

El 8 de febrero de 2011 se amortizaron el 100% de estas participaciones preferentes que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente. Estas participaciones preferentes tenían un valor contable en el balance a 31 de diciembre de 2010 de 543 millones de euros.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de acciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

- Dividendo : variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo será pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 3.000 y 3.025 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes” de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros. El valor contable de dichas participaciones preferentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 179 y 180 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes” de los balances de situación consolidados adjuntos. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

(20) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

20.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

20.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los "Ajustes por cambios de valor") de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar.*

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 21).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+)/depreciación (-) en el tipo de cambio	2011	2010
Efecto en el resultado	5%	(2)	5
después de impuestos	-5%	2	(6)
Efecto en el patrimonio	5%	98	(30)
neto	-5%	(109)	33

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2011, hubiera supuesto en 2011 una variación aproximada en el resultado neto después de impuestos de -5 millones de euros y 50 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2010 hubiera supuesto una disminución de -4 millones de euros, y 53 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2011 un descenso en patrimonio de -0,7 millones de euros y un aumento de 0,1 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2010 habría supuesto un descenso de -0,9 millones de euros y -1,5 millón de euros, respectivamente.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol YPF contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2011 y 2010 la deuda financiera neta (ver nota 20.2) incluyendo acciones preferentes a tipo fijo ascendía a 9.468 y 9.917 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 64 % y 90%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo acciones preferentes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+)/descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2011	2010
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(27)	(5)
	-50	26	5
Efecto en el patrimonio neto	+50	48	20
	-50	(51)	(21)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol YPF contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) de un 10%	2011	2010
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(55)	(85)
	-10%	59	85

20.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 49 % de la totalidad de su deuda bruta y el 41% de la misma incluyendo las acciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.482 y 5.690 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

31 de diciembre de 2011	Vencimientos (millones de euros)						
	2012	2013	2014	2015	2016	Siguientes	Total
Proveedores	4.757	-	-	-	-	-	4.757
Otros acreedores	6.522	-	-	-	-	-	6.522
Préstamos y otras deudas financieras (1)	5.305	3.014	3.534	1.753	1.721	3.917	19.244
Acciones preferentes (1) (2)	164	343	156	156	152	3.000	3.970
Derivados (3)	104	28	56	15	10	65	278

31 de diciembre de 2010	Vencimientos (millones de euros)						
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	Total
Proveedores	4.539	-	-	-	-	-	4.539
Otros acreedores	5.550	-	-	-	-	-	5.550
Préstamos y otras deudas financieras (1)	4.071	2.157	2.703	3.140	1.631	4.099	17.801
Acciones preferentes (1) (2)	632	137	310	130	130	3.000	4.339
Derivados (3)	40	20	11	33	4	15	123

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Las preferentes en dólares emitidas por Repsol International Capital han sido amortizadas el 8 de febrero del 2011 (ver nota 19). En la tabla de 2011 al igual que en 2010 se ha supuesto que las preferentes en euros emitidas por Repsol International Capital se cancelarán con posterioridad a 2016. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

(3) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 21.

20.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias y por cualquier otro deterioro (ver nota 14) por importe de 8.147 y 7.471 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la nota 14 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes y no corrientes se incluyen las provisiones para insolvencias y por cualquier otro deterioro a 31 de diciembre de 2011 y 2010. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros 2011	2010
- Deudas comerciales	14	8.683	7.760
- Derivados	12	234	110
- Efectivo y Equivalente al efectivo	12	2.677	6.448
- Otros activos financieros no corrientes	12	2.343	1.639
- Otros activos financieros corrientes (1)	12	138	90

(1) No incluye 370 y de 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 6%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.732 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y de 3.219 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendían a 973 y 1.009 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2011, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 14 millones de euros. En 2010 esta cifra se situó en 23 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros 2011	2010
- Deuda no vencida	6.835	6.539
- Deuda vencida 0-30 días	570	269
- Deuda vencida 31-180 días	410	402
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	332	261
Total	8.147	7.471

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

Los activos financieros deteriorados están desglosados, en las notas 12 y 14, en función de si son de naturaleza financiera u operativa.

20.2) Gestión del capital

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta dos ratios de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (y, en su caso, la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes más el patrimonio neto:

Deuda Financiera Neta / Capital Empleado Neto

Deuda Financiera Neta incluyendo acciones preferentes / Capital Empleado Neto

El cálculo de estos ratios tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración para el seguimiento de los ratios financieros de la compañía, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda (ver nota 19).

- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 49 % de la totalidad de su deuda bruta y el 41 % de la misma incluyendo las acciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2011 y 2010, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2011	2010
Pasivos financieros no corrientes	15.345	14.940
Acciones preferentes	3.179	3.205
Resto de pasivos financieros no corrientes	12.166	11.735
Pasivos financieros corrientes	4.985	4.362
Acciones preferentes	-	543
Resto de pasivos financieros no corrientes	4.985	3.819
Activos financieros no corrientes	(2.450)	(1.789)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12)	128	150
Otros activos financieros corrientes (1)	(304)	(158)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.677)	(6.448)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 21)	(185)	(85)
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (2)	14.842	10.972
Patrimonio neto	27.043	25.986
Capital empleado neto	41.885	36.958
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes / Capital empleado neto	**35,4%**	**29,7%**
Menos acciones preferentes	(3.179)	(3.748)
Deuda financiera neta	11.663	7.224
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	**27,8%**	**19,5%**

(1) No incluye 370 y 526 millones de euros en 2011 y 2010 respectivamente, registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(2) No incluye 3.087 y 3.075 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver nota 22.1).

La evolución y el análisis de estos ratios se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2011, estos ratios se han situado en 27,8% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado neto y 35,4% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes sobre el capital empleado neto. A 31 de diciembre de 2010 los citados ratios ascendieron a un 19,5% y 29,7%, respectivamente. El incremento de los mismos en el ejercicio 2011 se ha visto influidos significativamente por la operación de compra del 10% de autocartera realizada a final del ejercicio (ver nota 15.4).

(21) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2011 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Cobertura de inversiones netas de activos en el extranjero.

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2011 y 2010 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2011 y 2010 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2011

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**-**	**58**	**(203)**	**(12)**	**(157)**
De Valor razonable:	**-**	**53**	**-**	**-**	**53**
- de tipo de interés	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	-	53	-	-	53
De Flujos de efectivo:	**-**	**5**	**(171)**	**(12)**	**(178)**
- de tipo de interés	-	-	(171)	(10)	(181)
- de tipo de cambio	-	4	-	-	4
- de precio de producto	-	1	-	(2)	(1)
De Inversión neta	**-**	**-**	**(32)**	**-**	**(32)**
Otros derivados	**-**	**176**	**(6)**	**(115)**	**55**
TOTAL [(1)]	**-**	**234**	**(209)**	**(127)**	**(102)**

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2010

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**-**	**71**	**(130)**	**(34)**	**(93)**
De Valor razonable:	**-**	**67**	**-**	**(11)**	**56**
- de tipo de interés	-	43	-	-	**43**
- de tipo de cambio	-	24	-	(11)	**13**
De Flujos de efectivo:	**-**	**4**	**(103)**	**(23)**	**(122)**
- de tipo de interés	-	-	(99)	(18)	**(117)**
- de tipo de cambio e interés	-	-	(4)	-	**(4)**
- de tipo de cambio	-	2	-	-	**2**
- de commodities	-	2	-	(5)	**(3)**
De Inversión neta	**-**	**-**	**(27)**	**-**	**(27)**
Otros derivados	**2**	**37**	**(6)**	**(219)**	**(186)**
TOTAL [(1)]	**2**	**108**	**(136)**	**(253)**	**(279)**

(1) Incluye en 2011 y 2010 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 185 y 85 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

	2011			2010		
	Resultado de explotación	**Resultado financiero**	**Ajustes por cambios de valor**	**Resultado de explotación**	**Resultado financiero**	**Ajustes por cambios de valor**
Cobertura de valor razonable	(7)	26	-	10	(30)	-
Cobertura de flujos de efectivo	(9)	(67)	(47)	(12)	(81)	20
Cobertura de inversión neta	-	-	(12)	-	-	(302)
Otras operaciones	(128)	46	-	(96)	(205)	-
Total [(1)]	**(144)**	**5**	**(59)**	**(98)**	**(316)**	**(282)**

(1) Los efectos financieros en la cuenta de resultados presentados en el detalle anterior no incluyen ningún efecto por ineficiencia de los instrumentos financieros designados como cobertura contable.

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2011 y 2010 se traspasaron diferencias de conversión negativas por importe de 57 y 11 millones de euros al epígrafe "Otras reservas" que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta de la participación del grupo en YPF, correspondientes a la parte vendida en los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2011 y 2010, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nocionales.

21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan a continuación:

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	1	-	-	-	-	-	1	-
Tipo de cambio:								
USD (a)	1.163	3	-	-	-	-	1.166	53
BRL	3	-	-	-	-	-	3	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								53

31 diciembre 2010	Vencimientos							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.	Total	
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (b)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	43
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	2	1	-	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD (a)	1.461	-	-	-			1.461	13
EUR	27	-	-	-	-	-	27	-
BRL	10	-	-	-	-	-	10	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								56

(a) Swaps en USD

A 31 de diciembre de 2011, incluye coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22) cuyo nocional asciende a 1.426 millones de dólares (1.057 millones de euros) y que tienen un valor de mercado positivo de 45 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 8 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(b) Collar sobre tipos de interés

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 19). Mediante estas operacion de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de esta emisión de acciones preferentes durante los diez primeros años, quedó establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, vinculado a los periodos de liquidación trimestral, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 19). Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de acciones preferentes de diciembre de 2001, 1.000 millones de euros quedaron referenciados a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período de vencimientos comprendidos entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	1.004	17	196	1	1	1.008	2.227	(50)
Permutas financieras (USD)	61	8	8	8	338	46	469	(131)
Permutas financieras (MXN)	4	4	20	-	-	-	28	-
Collar (EUR)	4	1	-	-	1		6	-
Tipo de cambio:								
USD	113	-	-	-	-	-	113	4
BRL	13	-	-	-	-	-	13	-
Precio de commodities (1):								
EUR	74	1	-	-	-	-	75	(1)
USD	11	-	-	-	-	-	11	-
								(178)

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	777	812	4	3	1	8	1.605	(49)
Permutas financieras (USD)	11	62	11	12	12	329	437	(68)
Permutas financieras (ARS)	3	-	-	-	-	-	3	-
Permutas financieras (MXN)	5	5	4	-	-	-	14	-
Collar (EUR)	1	4	1	1	-	1	8	-
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de tipo de cambio y tipo de interes (cross-currency IRS)	2	3	3	3	4	7	22	(4)
Tipo de cambio:							-	
USD	86	1	-	-	-	-	87	2
Precio de commodities (1):								
EUR	52	-	-	-	-	-	52	(1)
USD	26	-	-	-	-	-	26	(2)
								(122)

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

En junio de 2011 el Grupo contrató una serie de permutas financieras de tipo de interés para un nocional de 1.000 millones de euros vinculadas a las acciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd (ver nota 19). A través de este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibe EURIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011 su valor razonable era un valor negativo de 37 millones de euros.

El Grupo tiene contratada una permuta financiera de tipo de interés con un nocional de 750 millones de euros, vinculadas a las emisiones de deuda efectuadas a través de su filial Repsol International Finance B.V (ver nota 19). Según este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe Euribor a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011 y 2010, su valor razonable era un valor negativo de 5 y 29 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se incluyen permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de

Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011 su nocional ascendía a 328 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 115 millones de euros (60 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" a 31 de diciembre de 2011 y 2010 por el citado instrumento asciende a 33 y 36 millones de euros, respectivamente. El importe de los "Ajustes por cambio de valor" traspasado a resultados en los ejercicios 2011 y 2010 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 millones de euros, en cada uno de los ejercicios.

21.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Repsol YPF suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
				millones de euros				
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	158	-	-	-	158	(32)
								(32)

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
				millones de euros				
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	158	-	-	158	(27)
								(27)

Adicionalmente, durante el ejercicio 2011 se contrataron instrumentos de permuta financiera, que fueron liquidados en su totalidad en el mismo ejercicio, generando unas diferencias de conversión negativas de 7 millones de euros.

Adicionalmente, durante 2010 el Grupo contrató diversas coberturas de inversión neta que fueron liquidadas dentro del ejercicio. La disminución registrada en su valor razonable desde su contratación hasta la fecha de liquidación ascendió a un importe negativo de 239 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de

conversión en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor”.

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados para la cobertura de las variaciones del tipo de cambio de sus inversiones en el extranjero CCIRS por un nocional de 500 millones de euros. De este importe, 342 millones de euros fueron liquidados durante 2010; la variación de valor razonable del nocional liquidado, registrada en 2010 en el epígrafe diferencias de conversión fue negativa por un importe de 44 millones de euros.

21.4) Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

(a) ***De tipo de interés***

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	32	-	-	-	-	-	32	(2)
Collar (EUR)	5	-	-	-	-	-	5	-

(b) De tipo de cambio y tipo de interés

31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(4)

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(6)

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura de inversión neta en febrero de 2008 y que desde entonces fueron considerados especulativos. En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encontraban registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta con su contrapartida en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor”. La variación del valor razonable durante el ejercicio 2010, en que estos instrumentos fueron liquidados, ascendió a 21 millones de euros, registrados como gasto financiero del ejercicio.

(c) De tipo de cambio

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
USD/Euro	5.381	-	-	-	-	-	5.381	110
Euro/USD	2.623	-	-	-	-	-	2.623	(59)
Euro/RUB	144	-	-	-	-	-	144	-
CLP/USD	133	-	-	-	-	-	133	(2)
USD/PEN	115	-	-	-	-	-	115	-
CAD/USD	17	-	-	-	-	-	17	-
USD/BRL	12	-	-	-	-	-	12	-
Euro/GBP	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/RUB	2	-	-	-	-	-	2	-

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
USD/Euro	1.317	-	-	-	-	-	1.317	(12)
Euro/USD	1.555	-	-	-	-	-	1.555	(68)
CLP/USD	111	-	-	-	-	-	111	3
USD/PEN	111	-	-	-	-	-	111	-
USD/BRL	328	-	-	-	-	-	328	(4)
CAD/USD	18	-	-	-	-	-	18	-
Euro/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/NOK	2	-	-	-	-	-	2	-

(d) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2011 y 2010 eran las siguientes:

31 diciembre 2011	Vencimientos							Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016	Sig.	Total	
								millones de euros
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	1.777	-	-	-	-	-	1.777	-
WTI (Miles de barriles)	1.498	-	-	-	-	-	1.498	1
NYMEX HHO (Miles de galones)	14.616	-	-	-	-	-	14.616	-
IPE GO (Miles de toneladas)	442	-	-	-	-	-	442	(4)
RBOB (Miles de galones)	3.066	-	-	-	-	-	3.066	-
Physical NYMEX (Miles de MBTU)	1.820	-	-	-	-	-	1.820	-
Physical Dom South (Miles de MBTU)	5.145	-	-	-	-	-	5.145	3
SOJA (Miles de libras)	37.620	-	-	-	-	-	37.620	1
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	2.967	-	-	-	-	-	2.967	2
WTI (Miles de barriles)	2.108	-	-	-	-	-	2.108	(11)
NYMEX HHO (Miles de galones)	49.602	-	-	-	-	-	49.602	-
IPE GO (Miles de toneladas)	606	-	-	-	-	-	606	7
RBOB (Miles de galones)	16.506	-	-	-	-	-	16.506	-
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
SOJA (Miles de libras)	11.040	-	-	-	-		11.040	-
Physical Fixed Price (Miles de MBTU)	8.277	-	-	-	-		8.277	(1)
Physical Algonquin CityGate (Miles de MBTU)	39.710	-	-	-	-		39.710	1
Physical Tetco M3 (Miles de MBTU)	555	-	-	-	-		555	-
Physical NYMEX (Miles de MBTU)	11.807	-	-	-	-		11.807	-
Physical Tenn Z6 (Miles de MBTU)	7.470	-	-	-	-		7.470	1
Physical Chicago AVG (Miles de MBTU)	1.330						1.330	1
Opciones								
Call (Miles de barriles)	7.927	-	-	-	-	-	7.927	(6)
Put (Miles de barriles)	1.089	-	-	-	-	-	1.089	-
Swaps								
WTI (Miles de barriles)	1.050	-	-	-	-	-	1.050	(2)
Brent (Miles de barriles)	6.883	-	-	-	-	-	6.883	22
DUBAI (Miles de barriles)	100	-	-	-	-	-	100	-
JET (Miles de toneladas)	309	-	-	-	-	-	309	(1)
GO (Miles de toneladas)	506	-	-	-	-	-	506	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	1.030	-	68	-	-	-	1.097	1
Propano (Miles de toneladas)	73	-	-	-	-	-	73	3
Gasolina (Miles de toneladas)	108	-	-	-	-	-	108	-
Nafta (Miles de toneladas)	60	-	-	-	-	-	60	-
Tetco M3 Basis Swaps (Miles de MBTU)	143	-	-	-	-	-	143	-
Henry Hub Index Swap (Miles de MBTU)	3.100	-	-	-	-	-	3.100	1
Henry Hub Swing Swap (Miles de MBTU)	1.163	-	-	-	-	-	1.163	-
Henry Hub Futures (Miles de MBTU)	3.710	-	-	-	-	-	3.710	-
AGT NG Basis	200	-	-	-	-	-	200	-

31 diciembre 2010	Vencimientos							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.	Total	millones de euros
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	3.646	-	-	-	-	-	3.646	5
WTI (Miles de barriles)	1.998	-	-	-	-	-	1.998	6
NYMEX HHO (Miles de galones)	60	-	-	-	-	-	60	-
IPE GO (Miles de toneladas)	757	1	-	-	-	-	758	32
RBOB (Miles de galones)	463	-	-	-	-	-	463	2
Physical Inventory MTM (Miles de millones de BTU)	1.362	-	-	-	-	-	1.362	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	6.294	-	-	-	-	-	6.294	(18)
WTI (Miles de barriles)	4.412	-	-	-	-	-	4.412	(14)
NYMEX HHO (Miles de galones)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	(3)
IPE GO (Miles de toneladas)	1.207	-	-	-	-	-	1.207	(55)
RBOB (Miles de galones)	523	-	-	-	-	-	523	(1)
Physical Fixed Price (Miles de MMBTU)	900	-	-	-	-	-	900	-
Physical Algonquin CityGate (Miles de MMBTU)	1.077	-	-	-	-	-	1.077	-
Physical Tetco M3 (Miles de MMBTU)	13.165	535	-	-	-	-	13.700	2
Physical NGI Index.Avg (Miles de MMBTU)	1.162	-	-	-	-	-	1.162	-
Physical NYMEX (Miles de MMBTU)	24.049	4.500	-	-	-	-	28.549	(10)
Physical Tenn Z6 (Miles de MMBTU)	7.300	7.300	-	-	-	-	14.600	2
Swaps								
Brent (Miles de barriles)	17.080	-	-	-	-	-	17.080	(35)
JET (Miles de toneladas)	81	-	-	-	-	-	81	(1)
GO (Miles de toneladas)	327	-	-	-	-	-	327	(2)
Fuel Oil (Miles de toneladas)	196	-	-	-	-	-	196	-
Propano (Miles de toneladas)	58	-	-	-	-	-	58	-
Nafta (Miles de toneladas)	20	-	-	-	-	-	20	-
Tetco M3 Basis Swaps (miles de MMBTU)	41.130	6.370	-	-	-	-	47.500	(10)
Henry Hub Basis Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Index Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Swing Swap (miles de MMBTU)	700	-	-	-	-	-	700	-
Henry Hub Futures (miles de MMBTU)	1.810	-	-	-	-	-	1.810	3

El epígrafe de balance "Otros deudores" incluye en 2011 y 2010, 4 y 2 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 3.3.24 de la nota 3.

(e) Operaciones sobre los derechos de emisión de CO2:

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO_2 realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendían a un pasivo de 5 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

(22) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe "Otros pasivos no corrientes" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2011	2010
Deudas por arrendamientos financieros	2.864	2.852
Fianzas y depósitos	230	236
Ingresos diferidos	203	193
Derivados por operaciones comerciales (nota 21)	3	1
Otros	382	381
	3.682	3.663

22.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2011	2010	2011	2010
Durante el siguiente ejercicio	300	301	223	223
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.207	1.169	732	735
A partir del 6º ejercicio	4.652	5.030	2.132	2.117
	6.159	6.500	3.087	3.075
Menos:				
Futuros gastos financieros	(3.072)	(3.425)		
	3.087	3.075		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.864	2.852
Deuda por arrendamiento financiero corriente			223	223
			3.087	3.075

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2011 ha ascendido al 7,25% (6,25 % a 31 de diciembre de 2010).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 504 millones de dólares (390 millones de euros) y 510 millones de dólares (382 millones de euros), respectivamente.

- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.269 millones de dólares (981 millones de euros) y 1.297 millones de dólares (970 millones de euros), respectivamente.

- Por otro lado, el Grupo tiene una flota de buques para el transporte de GNL adquiridos en régimen de arrendamiento financiero que representan un importe total de 1.482 y 1.599 millones de euros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Las características de estos buques son las que se desglosan a continuación.

  En diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.

  En 2009 Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.

  En 2010, se registraron cuatro buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL en Perú por importe de 818 millones de euros. Los buques Barcelona Knutsen, Sevilla Knutsen y Valencia Knutsen, que tienen una capacidad de 173.410 m^3, se han adquirido a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m^3 de capacidad, se ha adquirido también a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.

  Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros siete buques metaneros adquiridos con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029. Cuatro de estos buques son de Gas Natural Fenosa y los otros tres de Repsol YPF.

22.2) Fianzas y depósitos

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(23) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2011 y 2010, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2011	2010
Proveedores	4.757	4.539
Deuda por arrendamientos financieros (nota 22.1)	223	223
Administraciones Públicas acreedoras	1.099	982
Instrumentos financieros derivados	42	115
Otros	5.158	4.230
Otros acreedores	6.522	5.550
Pasivo por impuesto corriente	356	765
Total	11.635	10.854

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio y en la consulta Nº 7/2011 del Boletín del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 88, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para el ejercicio 2011 de acuerdo con la disposición adicional tercera “Deber de información” de la citada Ley es la siguiente:

	Millones de euros	
	Importe	%
Dentro del plazo máximo legal	11.752	99%
Resto	112	1%
Total pagos del ejercicio	11.864	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	24	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	8	

En aplicación del criterio manifestado por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en relación con la información comparativa a consignar en el segundo ejercicio de aplicación de la Resolución sobre la información a incorporar en la memoria de las cuentas anuales en relación con los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales, el Grupo ha incluido, a efectos comparativos, en las Cuentas Anuales del ejercicio 2011 únicamente la información del ejercicio 2010 correspondiente al importe del saldo pendiente de pago a los proveedores que al cierre del mismo acumulaba un aplazamiento superior al plazo legal de pago y, por tanto, difiere de la información correspondiente al ejercicio 2011, que cumple con todos los requerimientos incluidos en la Norma tercera de la referida Resolución.

De acuerdo a lo anterior, el saldo de las cuentas comerciales a pagar por las sociedades españolas que han superado el plazo establecido por la Ley 15/2010 de 5 de julio a 31 de diciembre de 2010, ascendió a 5 millones de euros.

(24) SITUACIÓN FISCAL

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen sobre el beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2011 es de 47, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A, Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A, Unión Fenosa Distribución, S.A. y Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, que aplica

la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada en el Impuesto sobre Sociedades aplicando un tipo nominal del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Adicionalmente, calculan el Impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio, pudiendo ser éste un impuesto complementario al Impuesto sobre Sociedades. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. No obstante, si el impuesto a la ganancia mínima presunta es superior al Impuesto sobre Sociedades, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del Impuesto sobre Sociedades sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en los diez ejercicios siguientes.

c) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 30-38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 24%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25%
- Portugal: 29%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2011 y 2010, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.3.22 de Políticas contables de la nota 3, es el siguiente:

	Millones de euros			
	Ejercicio 2011			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**1.439**	**1.275**	**1.269**	**3.983**
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	(14) (1)	139	(150)	(25)
Por diferencias temporarias	(323)	41	(179)	(461)
Base Imponible (Resultado fiscal)	1.102	1.455	940 (2)	3.497
Cuota del impuesto	332	513	514	1.359
Deducciones aplicables	(180)	-	-	(180)
Impuesto corriente a pagar	152	513	514	1.179
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	490	(42)	24	472
Total Gasto por Impuesto corriente	**642**	**471**	**538**	**1.651**
Impuesto diferido del ejercicio	97	(13)	36	120
Otros ajustes al gasto por impuesto	(274)	39	(22)	(257)
Total Gasto por Impuesto diferido	**(177)**	**26**	**14**	**(137)**
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	**465**	**497**	**552**	**1.514**

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español. Asimismo, se incluyen aquellas partidas que forman parte de la base imponible y se han registrado en cuentas de patrimonio neto.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

	Millones de euros			
	Ejercicio 2010			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**1.641**	**1.416**	**3.556**	**6.613**
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	2.210 (1)	292	(2.976) (2)	(474)
Por diferencias temporarias	(317)	344	109	136
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.534	2.052	689 (3)	6.275
Cuota del impuesto	1.060	723	533	2.316
Deducciones aplicables	(913)	-	-	(913)
Impuesto corriente a pagar	147	723	533	1.403
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	539	(6)	(22)	511
Total Gasto por Impuesto corriente	**686**	**717**	**511**	**1.914**
Impuesto diferido del ejercicio	93	(119)	(139)	(165)
Otros ajustes al gasto por impuesto	170	(58)	(119)	(7)
Total Gasto por Impuesto diferido	**263**	**(177)**	**(258)**	**(172)**
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	**949**	**540**	**253**	**1.742**

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

(2) Incluye esencialmente el resultado derivado de la ampliación de capital en Repsol Brasil, S.A.

(3) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2011	2010	Variación
Activos por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	68	57	11
Provisiones para el personal	113	118	(5)
Provisiones para contingencias	185	209	(24)
Otras provisiones	411	297	114
Diferencias de amortizaciones	445	315	130
Créditos fiscales	1.109	715	394
Otros activos por impuestos diferidos	238	282	(44)
	2.569	1.993	576
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(12)	(12)	-
Plusvalías diferidas	(102)	(82)	(20)
Diferencias de amortizaciones	(1.507)	(1.124)	(383)
Moneda funcional	(717)	(651)	(66)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(1.130)	(1.231)	101
Otros pasivos por impuestos diferidos	(371)	(287)	(84)
	(3.839)	(3.387)	(452)

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 27 millones de euros en el ejercicio 2011 y 95 en el ejercicio 2010.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 596 y 583 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF. En concreto, en los ejercicios 2011 y 2010 corresponde en más de un 90% a bases imponibles negativas que el Grupo estima que no podrán ser recuperadas en los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado; su vencimiento varía, según la jurisdicción en la que se generaron, siendo en la mayor parte de los casos a 18-20 años.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 120 y 119 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Otra información con trascendencia fiscal

El importe de las deducciones aplicadas en 2011 asciende a 180 millones de euros, derivadas de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol YPF considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "Otras provisiones" (ver nota 17), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance a 31 de diciembre de 2011 asciende a 837 millones de euros (en el balance al 31 de diciembre de 2010 el importe registrado ascendía a 588 millones de euros).

Los riesgos por los litigios fiscales en curso que han sido provisionados corresponden a un número elevado de causas, sin que ninguna de ellas de forma individual represente un porcentaje significativo del importe provisionado.

(25) NEGOCIOS CONJUNTOS

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2011 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiriquire Gas, S.A. (1)	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, S.A. (1) (2)	60,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L. (3)	50,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Compañía Mega	38,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
Occidental de Colombia LLC (antes R. Occidental Corporation)	25,00%

(1) El Grupo considera que su participación en Quiriquire Gas, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil, S.A. constituye control conjunto, teniendo en cuenta que en los acuerdos existentes se establece que ciertas decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de los socios que comparten el control.

(2) Porcentaje de participación del Grupo tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec con fecha 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

(3) Adicionalmente el grupo posee una participación a través de Gas Natural SDG (que participa en el 50% restante).

A continuación se desglosan los importes agregados aportados por las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	Millones de euros	
	2011	2010
Activos corrientes	8.275	7.354
Activos no corrientes	14.520	14.025
Pasivos corrientes	(4.395)	(3.186)
Pasivos no corrientes	(8.205)	(8.941)
Ingresos de explotación	9.890	10.428
Gastos de explotación	(7.836)	(8.557)
Otros ingresos	203	321
Otros gastos	(1.162)	(1.364)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	1.095	828

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2011 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

(26) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ventas

El epígrafe Ventas incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 5.390 millones de euros en 2011 y 7.234 millones de euros en 2010.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2011	2010
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 9)	64	31
Beneficios por enajenación de inmovilizado	144	3.157
Total	208	3.188

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2011 corresponden principalmente a la venta de 300.000 puntos de distribución de gas en la zona de Madrid, realizada por Gas Natural Fenosa (84 millones de euros), a la venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota (28 millones de euros) y a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Gas Brasil (11 millones de euros) (ver nota 31).

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2010 correspondieron fundamentalmente a la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo estratégico

alcanzado con Sinopec en Brasil (2.847 millones de euros), a la venta de un 5% de participación en CLH (133 millones de euros) y a la venta de activos de distribución de gas natural en zona de Madrid (114 millones de euros) (ver nota 31).

El epígrafe Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2011	2010
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 9)	160	252
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	25	99
Total	185	351

Aprovisionamientos

El epígrafe Aprovisionamientos recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2011	2010
Compras	43.191	37.276
Variación de existencias	(287)	(1.092)
Total Aprovisionamiento	42.904	36.184

El epígrafe compras incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “Ventas” de esta nota.

Gastos de personal

El epígrafe Gastos de personal recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2011	2010
Remuneraciones y otros [(1)]	1.952	1.836
Costes de seguridad social	627	575
Total Gastos de personal	2.579	2.411

(1) En 2011 incluye un ingreso de 8 millones de euros correspondiente a una regularización de ejercicios anteriores del Plan de Previsión de directivos (ver nota 18) recibida en 2011 de entidades aseguradoras.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2011 fue de 46.575 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (20.134 empleados), Argentina (15.119 empleados), Resto de Latinoamérica (8.063 empleados) y Resto del Mundo (3.258 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2011 ascendió a 45.095 empleados, mientras que en 2010 fue de 42.322 empleados.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas (ver nota 29), cuentan a diciembre de 2011 con un total de 578 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 400 son empleados por contratación directa, y otras 178 personas equivalentes por medidas alternativas (3,20% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuída por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2011 y 2010:

	Número de personas			
	2011		2010	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	598	125	546	106
Jefes Técnicos	2.755	695	2.688	624
Técnicos	14.119	5.407	13.705	4.906
Operarios y subalternos	16.580	6.296	14.656	6.067
	34.052	12.523	31.595	11.703

Otros gastos de explotación

Incluye los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2011	2010
Tributos	2.169	2.461
Servicios exteriores	5.551	5.368
Trasnsportes y fletes	1.133	1.189
Otros Gastos	887	898
	9.740	9.916

Los costes de exploración en 2011 y 2010 ascienden a 494 y 502 millones de euros, de los cuales 238 y 281 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe “amortizaciones”.

(27) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Ingresos financieros	249	149
Gastos financieros	(782)	(800)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	**(533)**	**(651)**
Por tipo de interés	(30)	(26)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(30)	(26)
Por tipo de cambio	(17)	(39)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	108	(212)
Diferencias de cambio	(125)	173
Otras posiciones	(3)	(17)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(3)	(17)
Resultado de posiciones (1)	**(50)**	**(82)**
Actualización financiera de provisiones	**(147)**	**(191)**
Intereses intercalarios (2)	**155**	**143**
Leasing	(204)	(196)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1	1
Otros ingresos	12	10
Otros gastos	(56)	(42)
Otros gastos financieros	**(247)**	**(227)**
RESULTADO FINANCIERO	**(822)**	**(1.008)**

(1) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.3.4 de la nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

La composición de este epígrafe en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros 2011	2010
Resultado antes de impuestos		**4.058**	**6.689**
Ajustes de resultado		**4.382**	**2.507**
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.519	3.947
Provisiones operativas netas dotadas	17	475	937
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	(119)	(3.058)
Resultado financiero	27	822	1.008
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	10	(75)	(76)
Otros ajustes (netos)		(240)	(251)
Cambios en el capital corriente		**(2.239)**	**(1.693)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(2.081)**	**(1.861)**
Cobros de dividendos		64	72
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.784)	(1.627)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(361)	(306)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**4.120**	**5.642**

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación* que ha sido aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol YPF) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

Esta estructura organizativa está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de la misma son:

• Tres negocios estratégicos integrados:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, excepto en YPF;
- GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuación, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado, excepto en YPF; y
- Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.

• Dos participaciones en compañías estratégicas:

- YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
- Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta clasificación:

	Millones de euros					
Ingresos de explotación	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
Segmentos	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Upstream	2.945	5.863	766	1.050	3.711	6.913
GNL	2.396	1.144	262	188	2.658	1.332
Downstream	41.035	36.285	150	78	41.185	36.363
YPF	10.998	10.973	107	129	11.105	11.102
Gas Natural Fenosa	6.349	6.020	215	141	6.564	6.161
Corporación	9	145	415	328	424	473
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (1)		-	(1.915)	(1.914)	(1.915)	(1.914)
TOTAL	**63.732**	**60.430**	**-**	**-**	**63.732**	**60.430**

(1) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Resultado de explotación

	Millones de euros	
Segmentos	31/12/2011	31/12/2010
Upstream	1.413	4.113
GNL	386	105
Downstream	1.207	1.304
YPF	1.231	1.453
Gas Natural Fenosa	887	881
Corporación	(319)	(235)
Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa	4.805	7.621
(+/-) Resultados no asignados (Resultado financiero)	(822)	(1.008)
(+/-) Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	75	76
Impuestos sobre beneficios	(1.514)	(1.742)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	**2.544**	**4.947**

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	Millones de Euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
2011							
Total activos (1) (2)	11.025	4.425	19.806	14.037	12.968	8.696	70.957
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	256	310	73	31	29	-	699
Dotación de amortización de inmovilizado	(809)	(168)	(511)	(1.447)	(526)	(58)	(3.519)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos	36	-	(103)	(3)	(25)	(1)	(96)
Inversiones de explotación (3)	1.813	18	1.712	2.182	582	165	6.472
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	4	45	21	3	2	-	75

	Millones de Euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
2010							
Total activos (1) (2)	9.351	4.238	17.524	12.446	13.344	10.728	67.631
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	172	282	69	35	27	-	585
Dotación de amortización de inmovilizado	(1.005)	(149)	(659)	(1.558)	(516)	(60)	(3.947)
Ingresos/(gastos) por pérdida de valor de los activos	(168)	(34)	(36)	12	1	4	(221)
Inversiones de explotación (3)	1.119	82	1.612	1.537	463	86	4.899
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	10	31	28	5	2	-	76

(1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.

(2) En 2011 y 2010 se incluyen en el epígrafe “Corporación y ajustes” activos financieros por importe de 5.303 y 8.246 millones de euros, respectivamente.

(3) Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en “Otros activos financieros”.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación		Resultado de explotación		Inversiones		Activos	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Upstream …….	**3.711**	**6.913**	**1.413**	**4.113**	**1.813**	**1.119**	**11.025**	**9.351**
Norteamérica y Brasil……	983	3.747	419	2.911	745	515	3.632	3.081
Norte de Africa……..	303	1.019	99	642	57	97	881	978
Resto del Mundo……..	2.510	2.209	895	560	1.011	507	6.512	5.292
Ajustes……	(85)	(62)		-		-		-
GNL…….	**2.658**	**1.332**	**386**	**105**	**18**	**82**	**4.425**	**4.238**
Downstream……..	**41.185**	**36.363**	**1.207**	**1.304**	**1.712**	**1.612**	**19.806**	**17.524**
Europa……..	39.889	33.624	1.012	1.182	1.637	1.473	18.331	16.290
Resto del Mundo…….	4.111	4.735	195	122	75	139	1.475	1.234
Ajustes…….	(2.815)	(1.996)		-		-		-
YPF(1)……	**11.105**	**11.102**	**1.231**	**1.453**	**2.182**	**1.537**	**14.037**	**12.446**
Gas Natural Fenosa…….	**6.564**	**6.161**	**887**	**881**	**582**	**463**	**12.968**	**13.344**
Corporación y otros ajustes….	**(1.491)**	**(1.441)**	**(319)**	**(235)**	**165**	**86**	**8.696**	**10.728**
TOTAL	**63.732**	**60.430**	**4.805**	**7.621**	**6.472**	**4.899**	**70.957**	**67.631**

(1) Las magnitudes correspondientes a YPF se han generado fundamentalmente en Argentina.

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
España	29.037	25.976
Unión Europea	5.593	5.693
Países OCDE	6.766	3.024
Argentina	9.634	9.202
Otros países	10.472	11.640
TOTAL	**61.502**	**55.535**

(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas Cuentas Anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativas, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2011 y 2010. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

Adquisiciones en 2011

En abril de 2011, Repsol Sinopec Brasil, S.A., a través de su afiliada Repsol Sinopec Brasil, B.V. (Repsol Sinopec Brasil), ha adquirido a Petrobrás el 10% de participación en Agri Development, B.V. (Agri), empresa cuya principal actividad es el arrendamiento de activos para la explotación de crudo y gas. Asimismo, Repsol Sinopec Brasil ha adquirido el 10% de la deuda que Agri mantiene con Braspetro Oil Services Company (Brasoil) para la financiación de sus actividades. Esta operación ha supuesto un desembolso total por importe de 44 millones de dólares (31 millones de euros). El detalle de los activos netos adquiridos en la combinación de negocios, teniendo en cuenta el 60% de participación del Grupo en Repsol Sinopec Brasil, es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	3	3
Activo no corriente (1)	54	29
TOTAL ACTIVO	57	32
Pasivo corriente	-	-
Pasivo no corriente	5	-
TOTAL PASIVO	5	-
ACTIVOS NETOS	52	32
Efectivo entregado en la combinación	31	
Plusvalía neta de efecto fiscal	21	

(1) Los activos no corrientes más significativos de la sociedad son una unidad flotante de producción (FPSO) y torres de perforación (X-mas trees).

Como consecuencia de la combinación de negocios se ha registrado una plusvalía neta de efecto fiscal por importe de 29 millones de dólares (21 millones de euros). La plusvalía citada ha sido reconocida una vez reevaluados los activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y revisados los procedimientos utilizados para medir los importes por los que han sido registrados. El resultado neto consolidado aportado por esta sociedad desde la fecha de adquisición ascendió a 23 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el importe adicional que se hubiera en el importe neto de la cifra de negocios consolidado y en el resultado consolidado del periodo hubiera sido menor a un millón de euros.

En junio de 2011, Repsol ha adquirido el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., empresa de promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtiene derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa. Adicionalmente, Repsol ha alcanzado un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto los parques Moray Firth, de 1.500 MW, y el parque Inch Cape, de 905 MW, en los que, tras esta operación, el grupo posee un 33% y un 51%, respectivamente. Además, Repsol posee el 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Estos proyectos suponen para Repsol los derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido en total. Los acuerdos contemplan la posibilidad de que Gas Natural Fenosa se incorpore al proyecto. Esta operación ha supuesto una inversión que asciende a 46 millones de euros (41 millones de libras esterlinas). El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	4	3
Activo no corriente	44	4
TOTAL ACTIVO	48	7
Pasivo corriente	2	2
Pasivo no corriente	10	-
TOTAL PASIVO	12	2
ACTIVOS NETOS	36	5
Coste de la combinación de negocios	46	
Fondo de comercio generado	10	

A la fecha de estas Cuentas Anuales consolidadas, la contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de forma provisional. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra y en relación con el valor en libros de los activos a la fecha de compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable se corresponden con los derechos de explotación de los parques registrados como inmovilizado intangible y los pasivos por impuesto diferido correspondientes a las revalorizaciones mencionadas por la parte que se estima que no será deducible.

El importe del resultado neto consolidado en el ejercicio 2011 desde la fecha de adquisición ascendió a una pérdida neta de 2 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo no hubiera sido significativo.

En mayo de 2011 se ha realizado la operación de permuta de activos y pasivos consecuencia del acuerdo de finalización de colaboración alcanzado en agosto de 2010 entre Gas Natural Fenosa y Enel Green Power, en el que acordaron terminar la colaboración en energías renovables que mantenían a través de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), en la que cada uno era accionista de un 50%. Como consecuencia de la citada transacción Gas Natural Fenosa ha adquirido aproximadamente la mitad del negocio y de los correspondientes activos y pasivos de EUFER, habiéndose transferido en la operación los correspondientes medios humanos y de otro tipo para la realización de la actividad de generación de energía en régimen especial, por lo que se ha considerado una combinación de negocios y no una adquisición de activos. El coste de la combinación de negocios neto de la deuda asumida coincide con la valoración a valor razonable, realizada por terceros independientes con el propósito específico de servir como base a la operación. El detalle de los activos netos adquiridos es el siguiente (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa):

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	18	18
Activo no corriente	262	210
TOTAL ACTIVO	280	228
Intereses minoritarios	2	2
Pasivo corriente	27	23
Pasivo no corriente	166	165
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	195	190
ACTIVOS NETOS	85	38
Coste de la combinación de negocios	86	
Fondo de comercio	1	

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional y el impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2011 no ha sido significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado no hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se ha producido, fundamentalmente, una revalorización de activos intangibles, que corresponde a la revalorización de las licencias de explotación de los activos recibidos, principalmente parques eólicos.

Adicionalmente, el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa llevó a cabo otras adquisiciones en el ejercicio 2011 que se detallan a continuación, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en dicha sociedad:

- en septiembre de 2011 Gas Natural Fenosa formalizó la compraventa de las participaciones directas e indirectas de ACS en cinco parques eólicos en España con una capacidad total de 95,5MW por importe de 20 millones de euros, incrementando su participación en Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L. del 50% al 75% y Energías Ambientales EASA, S.A. del 33,3% al 100%. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidados hubiera supuesto un incremento de 4 y 1 millón de euros;

- en diciembre de 2011 Gas Natural Fenosa ha formalizado la compra a Gamesa Energía del 100% de la sociedad Sistemas Energéticos Alto de Seixal, S.A. –sociedad unipersonal- dedicada a la explotación de un parque eólico de 30MW por importe de 3 millones de euros;

- en diciembre de 2011 firmó el contrato de compraventa del 100% de la sociedad italiana Favellato Reti, S.R.L. cuya actividad consiste en la distribución de gas natural en varias provincias en Italia por importe de 3 millones de euros.

Estas combinaciones de negocios se han registrado de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la fecha de adquisición.

Adquisiciones en 2010

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área productiva Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo, como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A.. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó, a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de

Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán.

Con ello, Repsol hizo efectivo 173 millones de dólares (131 millones de euros) de notas de crédito recibidas durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas, así como una cuenta a cobrar con PDVSA por importe de 34 millones de dólares (26 millones de euros). Dicho importe se refiere en su totalidad a los activos materiales adquiridos como consecuencia de la asignación. Como consecuencia de la transacción no se ha generado un fondo de comercio.

El importe del resultado neto aportado en 2010 por la incorporación del área Barúa-Motatán desde la fecha de adquisición ha ascendido a 36 millones de dólares (28 millones de euros).

El 10 de febrero de 2010 el MENPET adjudicó el área Carabobo 1 al consorcio liderado por Repsol (11%) con sus socios Petronás (11%), OVL (11%) e Indoil (7%). La CVP venezolana mantendrá el restante 60% de participación. Para la gestión de este área se ha constituido la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. Este proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la franja petrolífera del Orinoco. El resultado registrado en el ejercicio 2010 por esta sociedad fue inferior a 1 millón de euros.

(31) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES SIN PÉRDIDA DE CONTROL

DESINVERSIONES

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2011 y 2010:

	Millones de euros	
	2011	2010
Desinversiones:		
- Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	396	4.230
- Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	116	171
- Otros activos financieros	437	170
	949	4.571

La cifra de *Desinversiones* no incluye los cobros por las ventas de participación en YPF que se describen en la presente Nota 31 y que en 2011 y en la información comparativa de 2010 se recogen en el epígrafe *Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control* dentro de los flujos de efectivo de las actividades de financiación del Estado de Flujos de Efectivo.

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2011 y 2010 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. Las más significativas se describen a continuación.

Ejercicio 2011

El 7 de febrero de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 300.000 puntos de distribución de gas en la zona de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas por 136 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de junio de 2011 generando una plusvalía de 84 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El 19 de mayo de 2011, Gas Natural Fenosa acordó la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y en otras sociedades con actividades energéticas en el país. El importe cobrado por la desinversión en el ejercicio ha ascendido a 64 millones de euros. Esta venta ha generado una minusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros. Los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En octubre de 2011 se ha vendido la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía brasileña Ultragaz por importe de 20 millones de euros. Esta operación ha supuesto una plusvalía neta de 11 millones de euros registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado”.

El 16 de enero de 2012 el Grupo alcanzó un acuerdo para vender su filial Repsol France S.A., dedicada a la distribución en Francia de gas licuado del petróleo (GLP), a Totalgaz, filial del grupo Total. Esta operación ha sido registrada con fecha efectiva 31 de diciembre de 2011.

Activos de exploración y producción en Brasil en el ejercicio 2010

En diciembre de 2010, Repsol YPF y China Petroleum & Chemical Corporation ("Sinopec") culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en el mes de octubre para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, a través de la ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. realizada con fecha 28 de diciembre de 2010 que fue suscrita íntegramente por Sinopec por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras completarse esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Brasil y Sinopec el 40% restante. En febrero de 2011 Repsol Brasil cambió su denominación social por Repsol Sinopec Brasil, S.A. ("Repsol Sinopec Brasil").

Ambas compañías han suscrito un acuerdo de accionistas en el que queda reflejada su voluntad de desarrollar conjuntamente los citados proyectos, poniendo en común los medios necesarios y compartiendo determinadas decisiones estratégicas sobre políticas operativas y financieras, por lo que desde el 28 de diciembre de 2010 el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Esta transacción supuso una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros) y una plusvalía de 3.757 millones de dólares (2.847 millones de euros), registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado". El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Los activos y pasivos correspondientes del grupo afectados por la citada transacción que fueron dados de baja con fecha 28 de diciembre de 2010 se detallan a continuación:

En millones de euros	Coste de los activos netos
Activos no corrientes	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12
Otros activos corrientes	61
TOTAL ACTIVOS	**486**
Pasivos no corrientes	15
Pasivos corrientes	93
TOTAL PASIVOS	**108**
ACTIVOS NETOS	**378**

Adicionalmente se dieron de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, que fueron registradas como menor resultado de la transacción, por importe de 9 millones de euros.

Venta del 30% de participación en Alberto Pascualini Refap, S.A. en el ejercicio 2010

En diciembre de 2010, Repsol YPF vendió su participación del 30% en la sociedad Alberto Pasqualini Refap, S.A. (Refap) a Petrobras por importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Esta transacción generó una pérdida de 63 millones de euros, registrada en el epígrafe "Gastos por reversión de provisiones por deterioro y Pérdidas por enajenaciones de inmovilizado". Esta operación se enmarca en la estrategia del Grupo de desinversiones en activos no estratégicos.

Los activos y pasivos que fueron dados de baja como consecuencia de la venta se detallan a continuación:

En millones de euros	Coste de los activos netos
Activos no corrientes	878
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	29
Otros activos corrientes	129
TOTAL ACTIVOS	**1.036**
Pasivos no corrientes	246
Pasivos corrientes	284
TOTAL PASIVOS	**530**
ACTIVOS NETOS	**506**

Adicionalmente se dieron de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, que ascendían a 182 millones de euros y que fueron registradas como resultado de la venta.

Ventas de sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa

El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta de la rama de distribución de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid correspondiente aproximadamente a 500.000 puntos de suministro, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y pymes y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en la relación con la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se completó el 30 de abril de 2010 por un importe de 241 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 114 millones euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta (los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Asimismo, en diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de diversas sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México, con una capacidad de generación total de 2.233 MW, y el Gasoducto del Río. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una

vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la transmisión del control del 100% de las sociedades se realizó el 3 de junio de 2010 por un importe de 304 millones de euros, generando una minusvalía bruta de 1 millón de euros, registrados en el epígrafe "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta (los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Otras ventas del ejercicio 2010

El 17 de diciembre de 2010 se materializó la venta del 35% de participación de Gas Natural Fenosa en la sociedad Gas Aragón, S.A. por importe de 23 millones de euros. Esta sociedad consolidaba en el grupo por el método de la participación y dicha venta generó una plusvalía antes de impuestos de 12 millones de euros registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" (importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

En noviembre de 2010, el Grupo Repsol YPF vendió a Enagás y otros accionistas minoritarios el 25% de su participación en Bahía Bizkaia Gas (BBG) por importe de 31 millones de euros aproximadamente, una vez descontados los dividendos percibidos. Esta venta generó una plusvalía bruta de 13 millones de euros, que fue registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

El 25 de marzo de 2010 Repsol YPF, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionarial de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 133 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta. Con esta operación Repsol YPF ha reducido su participación en CLH al 10%.

En febrero de 2010, Repsol YPF vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a la compañía Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). El acuerdo de compraventa correspondiente se alcanzó en 2009, ejercicio en el cual estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta. La venta de estos activos generó un resultado de 5 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

El 14 de abril de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 28 de julio de 2011 y Gas Natural Fenosa transmitió la propiedad de la central por un importe total de 94 millones de euros sin que se hayan generado impactos en la cuenta de resultados. El acuerdo incluyó una operación de financiación al comprador por importe de 77 millones de euros que devenga un interés anual de mercado y la firma con Gas Natural Comercializadora SDG, S.A. de contratos de suministro de gas y de compraventa de energía eléctrica de una parte inferior al 50% de la producción prevista y con una duración máxima de 10 años para la central.. Desde la fecha de este acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta hasta la

fecha de su venta. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, en el ejercicio 2011 Gas Natural vendió 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent (ver nota 11).

El importe de desinversiones del ejercicio 2010 incluía 70 millones de euros correspondientes al anticipo recibido en relación con el acuerdo de venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás que, a 31 de diciembre de 2010, figuraban como activos no corrientes mantenidos para la venta (ver nota 11). Una vez recibidas las autorizaciones de los organismos competentes la venta se completó el 3 de octubre de 2011 por un importe de 79 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuestos de 28 millones de euros registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" y una desinversión adicional de 9 millones de euros.

Otros activos financieros

En el ejercicio se han cobrado 385 millones de euros (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las once emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en el ejercicio 2011, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

En abril de 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Indra Sistemas, S.A., participación que se encontraba registrada como activo financiero disponible para la venta. El importe de dicha venta ascendió a 38 millones de euros, lo que supuso una plusvalía de 1 millón de euros registrada en el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros"(importes proporcionales teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIONES EN SOCIEDADES SIN PÉRDIDA DE CONTROL

Venta de participación en YPF

Durante los ejercicios 2011 y 2010 se realizaron ventas de participación en el capital social de YPF, que se detallan a continuación:

- El 23 de diciembre de 2010 Repsol vendió a fondos gestionados por Eton Park Capital Management ("Eton Park") un 1,63% del capital de YPF y a fondos gestionados por Capital Guardian Truts Company y Capital International, Inc. ("Capital") un 1,63% adicional del capital social de YPF, cada uno de ellos por un valor de 250 millones de dólares (192 millones de euros).

  Adicionalmente Eton Park contaba con opciones de compra de un 1,63% adicional del capital de YPF, ejercitables en una o varias veces hasta el 17 de enero de 2012. Repsol YPF, asimismo, otorgó a Capital una opción de venta en la parte

proporcional de acciones adquiridas por Capital que excedan del 15% del free float de YPF, a 22 de diciembre de 2011, opción que podría haber sido ejercitada en cualquier momento desde dicha fecha hasta el 23 de enero de 2012. Estas opciones han vencido sin haber sido ejercitadas.

- Adicionalmente, durante el ejercicio 2010 el Grupo vendió un 0,97% de las acciones que poseía en YPF a través de diversas ventas parciales por un importe total de 105 millones de euros.

- El 14 de marzo de 2011 Repsol acordó con Lazard Asset Management y con otros fondos la venta de un 3,83% del capital social de YPF, por un importe neto de 632 millones de dólares (446 millones de euros). En concreto, Lazard Asset Management adquirió un 2,9% del capital de YPF, mientras otros inversores compraron un 0,93% de participación. Repsol YPF, asimismo, otorgó a Lazard Asset Management una opción de venta de la parte proporcional de las acciones compradas por Lazard que excedan del 20% del free float de YPF que podría haber sido ejercitada en cualquier momento hasta el 10 de octubre de 2011, si bien ha vencido sin haber sido ejercida.

- Asimismo, en el mes de marzo, a través de una oferta pública de venta (OPV) se vendieron 30,15 millones de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares (ADSs), representativas de un 7,67%, por un importe neto total de 1.209 millones de dólares (862 millones de euros).

- Posteriormente, en mayo, el Grupo Petersen ejerció la opción de compra del 10% del capital social que tenía sobre el capital de YPF, adelantándose a la fecha límite de febrero de 2012. El importe neto de la transacción ascendió a 1.302 millones de dólares (913 millones de euros). Esta venta se ha instrumentado, en parte, a través de un préstamo de Repsol a Petersen por importe de 626 millones de dólares (439 millones de euros). Tras formalizarse la operación el Grupo Petersen ostenta un 25,46% de acciones de la petrolera argentina.

- Adicionalmente, durante el año 2011, se han vendido algunos porcentajes menores adicionales de YPF en el mercado.

Teniendo en cuenta todas las operaciones realizadas sobre el capital de la petrolera argentina, en 2011 y 2010 el grupo ha vendido acciones de YPF representativas del 22,38 % y 4,23% del capital social de la misma, respectivamente, por un importe neto total de 3.292 millones de dólares (2.327 millones de euros) en 2011 y 647 millones de dólares (489 millones de euros) en 2010.

Tras estas operaciones, la participación del Grupo Repsol YPF en el capital social de YPF al 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendía al 57,43% y 79,81%, respectivamente.

Las ventas descritas supusieron un incremento del epígrafe “Intereses minoritarios” por importe de 1.537 y 305 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. La plusvalía antes de impuestos generada, que ha sido registrada en el epígrafe “Otras reservas”, asciende a 478 y 139 millones de euros, en 2011 y 2010, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión negativas acumuladas, que ascendía a 312 y 44 millones de euros, respectivamente.

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son (ver nota 15.1):

   - Sacyr Vallehermoso, S.A. que tiene una participación total de 10,01%
   - CaixaBank, S.A. (perteneciente a Grupo Caixa), que tiene una participación total directa e indirecta del 12,84% en Repsol YPF.
   - Petróleos Mexicanos (Pemex), que tiene una participación total del 9,49 %, a través de Pemex Internacional España, S.A, PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,49% del capital social de Repsol YPF.

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo: Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2011 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Gastos financieros	26	-	-	26
Contratos de gestión o colaboración	-	-	2	2
Arrendamientos	2	-	33	35
Recepciones de servicios	8	-	428	436
Compra de bienes (terminados o en curso) (1)	2.751	-	5.755	8.506
Otros gastos	11	-	18	29
TOTAL GASTOS	2.798	-	6.236	9.034
Ingresos financieros	36	-	18	54
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	42	-	34	76
Venta de bienes (terminados o en curso)	109	-	1.262	1.371
Otros ingresos	4	-	80	84
TOTAL INGRESOS	192	-	1.398	1.590

	Millones de euros			
OTRAS TRANSACCIONES	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos** (2)	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	124	-	-	124
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista)	-	-	346	346
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	187	-	-	187
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (3)	783	-	7	790
Garantías y avales prestados (4)	193	-	133	326
Garantías y avales recibidos	70	-	-	70
Compromisos adquiridos (5)	585	-	15.782	16.367
Compromisos / garantias cancelados	1	-	254	255
Dividendos y otros beneficios distribuidos	519	-	-	519
Otras operaciones (6)	1.321	-	-	1.321

(1) Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2011 asciende a 85.000 barriles al día.
(2) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.
(3) Incluye líneas de crédito por importe de 553 millones de euros con La Caixa.
(4) Incluye 64 millones de euros correspondientes a la garantía concedida por el Grupo en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L. (ver nota 34).
(5) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
(6) Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 416 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 173 millones de euros y de tipo de interés por 209 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2010 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Gastos financieros	108	-	-	108
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	3	-	9	12
Recepciones de servicios	9	-	409	418
Compra de bienes (terminados o en curso) (1)	2.031	-	4.977	7.008
Otros gastos	10	-	1	11
TOTAL GASTOS	2.161	-	5.397	7.558
Ingresos financieros	22	-	21	43
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	37	-	34	71
Venta de bienes (terminados o en curso)	174	-	1.257	1.431
Otros ingresos	5	-	52	57
TOTAL INGRESOS	238	-	1.369	1.607

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			
	Accionistas significativos	**Administradores y directivos** (2)	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	59	-	-	59
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista)	-	-	324	324
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	-	1
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	53	-	-	53
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (3)	734	-	6	740
Garantías y avales prestados	133	-	416	549
Garantías y avales recibidos	40	-	-	40
Compromisos adquiridos (4)	132	-	20.100	20.232
Compromisos / garantias cancelados	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	269	-	-	269
Otras operaciones (5)	3.044	-	-	3.044

(1) Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en el ejercicio 2010 estaba fijado en 71.000 barriles al día.
(2) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a las operaciones con administradores y directivos El importe total de los dividendos distribuidos a Administradores y personal directivo y de los préstamos concedidos a directivos es inferior a un millón de euros.
(3) Incluye líneas de crédito por importe de 632 millones de euros con el Grupo Caixa.
(4) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
(5) Incluye inversiones a corto plazo por importe de 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 millones de euros y de tipo de interés por 711 millones de euros con el Grupo Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 11,5 millones de euros, lo cual representa un 0,52% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2011 y 2010, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2011	2010
Consejo de Administración	176.594	172.287
Comisión Delegada	176.594	172.287
Comisión de Auditoría y Control	88.297	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	43.072

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2011 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,974 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Pemex Internacional España, S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
Carmelo de las Morenas (1)	58.865	-	29.432	-	-	88.297
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Paulina Beato	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Javier Echenique	176.594	176.594	88.297	-	-	441.485
Artur Carulla	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
Luis del Rivero (2)	161.878	132.446	-	-	-	294.324
Juan Abelló	176.594	29.432	-	-	44.149	250.175
José Manuel Loureda	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier	176.594	-	-	-	44.149	220.743
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Juan María Nin	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Angel Durandez	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Mª Isabel Gabarró	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz (3)	117.729			29.432		147.162

(1) D. Carmelo de las Morenas López dimitió como Consejero con fecha 15 de abril de 2011.
(2) D. Luis del Rivero dimitió como Consejero con fecha 20 de diciembre de 2011.
(3) D. Mario Fernández Pelaz fue nombrado Consejero con fecha 15 de abril de 2011.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2011 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (vivienda y otros), la variable anual y la variable plurianual, esta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2008-2011, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,942 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,033 millones de euros.

Asimismo, con carácter extraordinario, en 2011 se devengó una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 de 2,772 millones de euros para D. Antonio Brufau y de 1,678 millones de euros para D. Luis Suárez de Lezo.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2011 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,611 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros		
	YPF	Gas Natural	TOTAL
Antonio Brufau Niubo	85.281	289.800	375.081
Luis Suarez de Lezo Mantilla	83.668	151.800	235.468

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2011 a 2,965 millones de euros. Corresponden 2,671 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,294 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2011, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3) Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo III, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Durante el ejercicio 2011, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

Finalmente, el acuerdo del Consejo de Administración relativo a la compra de acciones propias representativas del 10% del capital social, aprobado en la reunión de este órgano celebrada el 18 de diciembre de 2011, se adoptó sin la participación de los Consejeros D. Luis Fernando del Rivero Asensio, D. Juan Abelló Gallo y D. José Manuel Loureda Mantiñán. Asimismo, el Sr. Loureda no participó en la adopción de los acuerdos sobre esta misma operación aprobados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones celebrada también el 18 de diciembre de 2011, con anterioridad a la reunión del Consejo de Administración.

33.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol YPF considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 7 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2011, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2011, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

Concepto	Millones de Euros
Sueldo	4,968
Dietas	0,341
Remuneración Variable	4,533
Remuneración en Especie	0,870

Adicionalmente, con carácter extraordinario, en 2011 se devengó una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 de 6,870 millones de euros.

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 17,582 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2011, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,429 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2011 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en nota 3.3.18 y nota 18), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,475 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol YPF.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,180 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,80 % durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2011, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

(34) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS

Garantías

A 31 de diciembre de 2011 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 15 millones de dólares (12 millones de euros) así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 15 millones de dólares (12 millones de euros). El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 96 millones de dólares (74 millones de euros).
- Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., sociedad que fue constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal

- Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo a través de su filial YPF S.A., emitió garantías en relación a las actividades de financiación de Central Dock Sud S.A. por un importe de 9 millones de dólares (7 millones de euros); adicionalmente otorgó garantías para cubrir obligaciones ambientales de Maxus por un importe de 50 millones de dólares (39 millones de euros) (ver nota epígrafe *Contingencias* en esta misma nota a continuación).

Adicionalmente Repsol YPF otorga otro tipo de garantías e indemnizaciones, principalmente indemnizaciones específicas en relación con la venta de activos, dentro del curso normal de las operaciones.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2011 los principales compromisos firmes de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Compromisos	2012	2013	2014	2015	2016	Ejercicios posteriores	Total
Arrendamientos operativos (1)	**597**	**320**	**230**	**203**	**188**	**1.234**	**2.772**
Trasnsporte - Time Charter (2)	293	160	84	66	61	595	**1.259**
Arrendamientos operativos (3)	304	160	146	137	127	639	**1.513**
Compromisos de compra	**9.513**	**5.759**	**5.089**	**4.458**	**3.957**	**29.640**	**58.416**
Crudo y otros (4)	4.174	463	390	358	319	390	**6.094**
Gas natural (5)	5.339	5.296	4.699	4.100	3.638	29.250	**52.322**
Compromisos de inversión (6)	**1.668**	**1.308**	**487**	**1.001**	**625**	**5.683**	**10.772**
Prestación de servicios	**745**	**418**	**388**	**354**	**302**	**1.508**	**3.715**
Compromisos de transporte (7)	**215**	**133**	**147**	**150**	**145**	**946**	**1.736**
TOTAL(8)	**12.738**	**7.938**	**6.341**	**6.166**	**5.217**	**39.011**	**77.411**

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

(1) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2011 y 2010, ascienden a 679 y 659 millones de euros, respectivamente.
(2) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 44 buques tanque (cinco de ellos a través de Gas Natural Fenosa) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2012 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 293 millones millones de euros para el ejercicio 2012.
(3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 77 millones de euros.
(4) Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex con duración indeterminada, que en 2011 asciende a 85.000 barriles al día. Adicionalmente incluye las compras al amparo del acuerdo firmado con Saudi Arabian Oil Company que se renueva anualmente por un volumen de 75.000 barriles al día.

(5) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 24.145 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 6.075 millones de euros, en Perú por importe de 12.282 millones de euros, en Canadá por importe de 7.924 millones de euros y en España por importe de 1.574 millones de euros.

(6) Este importe recoge compromisos en relación con la renovación de las concesiones de explotación de YPF por importe de 5.951 millones de euros. También incluye compromisos de inversión en Brasil por importe de 1.858 millones de euros.

(7) Incluye 350 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato. Además se incluyen 1.385 millones de euros por el transporte de gas natural en otros países.

(8) Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 28.889 millones.

Venta	2012	2013	2014	2015	2016	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	**10.873**	**4.309**	**3.821**	**3.470**	**3.006**	**26.447**	**51.926**
Crudo y otros	6.734	975	856	740	710	2.715	12.730
Gas natural (1) (2)	4.139	3.334	2.965	2.730	2.296	23.732	39.196
Compromisos de transporte	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**124**	**189**
Prestación de servicios	**759**	**599**	**613**	**518**	**420**	**2.530**	**5.439**
Arrendamientos	**167**	**167**	**155**	**150**	**170**	**1.148**	**1.957**
TOTAL (3)	**11.812**	**5.088**	**4.602**	**4.151**	**3.609**	**30.249**	**59.511**

(1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 10.900 millones de euros, en Argentina por importe de 3.766 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 2.906 millones de euros, en España por importe de 2.459 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 6.128 millones de euros.

(2) Incluye asimismo los compromisos de venta de gas natural de acuerdo con el contrato con PDVSA que establece la obligación recíproca de entrega y adquisición de aproximadamente 2.194.010 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 10.097 millones de euros.

(3) Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 15.388 millones

Contingencias

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa a la posición financiera o a la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

A 31 de diciembre de 2011, el balance consolidado de Repsol YPF incluye provisiones por litigios por un importe total de 432 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—"Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "Otras provisiones" de la nota 17, excepto por 113 millones de euros, correspondiente a

provisiones registradas en relación con litigios de YPF Holdings en Estados Unidos descritos más adelante, que se encuentran recogidos en el epígrafe "Provisiones de medio ambiente" (ver notas 17 y 35).

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. ("YPF Holdings"), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation (**"Maxus"**) de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company (**"Chemicals"**) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (**"Occidental"**)**,** Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 118 millones de euros, de las cuales 113 millones de euros se han clasificado como provisiones medioambientales (ver nota 35). YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra Solutions Inc (**"Tierra"**) podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales adicionales a las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra, sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey.- Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la "**EPA**"), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (Department of Environmental Protection, el "**DEP**") y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos con

agencias intergubernamentales se denominan "**AOC**´s" (Administrative Order on Consent) e incluyen un *consent decree* (procedimiento acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios en nombre de Occidental en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic.

En la relación de hechos de la EPA en el acuerdo del 2007 (el cual modificó el acuerdo de 1994) se señala como una fuente continua de vertidos de sustancias tóxicas en el área inferior del río Passaic la combinación de rebosamientos de alcantarillas y aguas torrenciales causados por tormentas. Por esta razón, durante la primera mitad del año 2011, Maxus y Tierra por cuenta de Occidental, negociaron con la EPA un "Administrative Settlement Agreement and Order on Consent" para la investigación de la combinación de rebosamientos de alcantarillas y aguas torrenciales causados por tormentas ("CSO AOC") que fue firmado y entró en vigor en septiembre del 2011. Además de proveer un estudio sobre los rebosamientos de alcantarillas en el río Passaic, el "CSO AOC" viene a confirmar que no deberán llevarse a cabo más obligaciones bajo el "AOC" de 1994. Tierra estima que el coste total de llevar a cabo el "CSO AOC" asciende aproximadamente a 5 millones de dólares (4 millones de euros) y que su finalización llevará un plazo de dos años. De conformidad con un acuerdo con las partes que cooperan en el AOC del 2007, Tierra asumirá el 50% del coste del "CSO AOC".

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el **"FFS"**) que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde cero, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y se estima que emitirá una propuesta modificada de remediación en la segunda mitad del año 2012. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento. La EPA requirió a Tierra la formalización de una garantía para las dos fases por un importe de 80 millones de dólares (58 millones de euros), de los que 42 millones de dólares (30 millones de euros) han sido abonados en una cuenta "trust" para financiar los trabajos. No obstante, durante el primer trimestre de 2010 se emitió una carta de crédito que reemplaza la obligación de depositar fondos adicionales en el "trust". En el ejercicio 2011 se ha firmado un "Removal Design Services and Construction Contract" con el contratista que ha asumido los trabajos de extracción. Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En la fecha de estas cuentas anuales, YPF Holdings ha dotado provisiones por un

importe aproximado de 108 millones de dólares (78 millones de euros) en relación con las materias relacionadas con el río Passaic, la Bahía de Newark y sus alrededores, comprendiendo los costes estimados de estudios, y de los trabajos de remoción y otras materias relacionadas con el río Passaic y la Bahía de Newark.

En diciembre de 2005, el DEP y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas. El DEP no ha incorporado importes en sus reclamaciones, pero:

(a) sostuvo que el tope de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no debería ser aplicable;

(b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remoción, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, y

(c) notificó a Maxus y Tierra que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos.

De forma paralela a este litigio, un mediador había iniciado la preparación de un plan de trabajo para un proceso de solución alternativo de la disputa, pero fue descartado debido a que las partes no consiguieron llegar a un consenso en ciertos aspectos básicos de la cuestión.

En Octubre de 2010 algunos demandados plantearon varias mociones para suspender el juicio respecto de ellos, motivadas por medio de “motions to sever and stay” que habilitaría al DEP de New Jersey para proceder contra los demandados directos, las cuales, no obstante, han sido rechazadas; así como "motions to dismiss" (falta de legitimación pasiva) las cuales fueron denegadas en enero de 2011.

En mayo de 2011, el Tribunal dictó la “Case Management Order XVII” (“CMO XVII”), por la que establece la planificación del procedimiento para las siguientes fases del juicio. Esta planificación establece dos fases en el juicio (responsabilidad y daños) y nueve vías.

Una vez dictada la “CMO XVII” el Estado y Occidental plantearon mociones para la sentencia parcial sumaria. Sobre estas mociones el Tribunal ha fallado lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation and Diamond Shamrock Chemicals Company; (ii) Occidental es un “emisor” de sustancias tóxicas y por tanto es “responsable” frente al Estado bajo la “Spill Act” de Nueva Jersey por cualquier coste de remoción o limpieza asociado a los vertidos realizados desde la planta de Lister Avenue; (iii) el Tribunal ha denegado la

moción del Estado, en tanto en cuanto el Estado pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio "Aetna" deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina " collateral estoppel"; (iv) el Tribunal ha fallado que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de conformidad con la "Spill Act" de Nueva Jersey por el mero hecho de la propiedad actual de la planta de Lister Avenue: (v) la Corte ha fallado que Maxus tiene una obligación bajo el "Stock Purchase Agreement" de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del "Spill Act" derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue. . En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado.

Con base en la información disponible a la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, y el juicio de los abogados internos y externos, no es posible estimar una pérdida razonable o rango de la pérdida de estas cuestiones pendientes, por lo que no se han contabilizado provisiones por las mismas.

Condados de Hudson y Essex, New Jersey.- Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores, en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato ferroso (**"COPR"**) provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (15 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros dos fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (15 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de CORP en diversos lugares no incluidos inicialmente en la directriz anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (4 millones de euros) y procederá a la limpieza de tres lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros) con sujeción a los términos del borrador del acuerdo preliminar que devino firme y eficaz en septiembre de 2011. En el acuerdo se estipulaba que el pago de los 5 millones de dólares se realizaría en octubre de 2011 y la programación de remediación concluiría en el primer trimestre del 2012.

Además, en marzo de 2008 el DEP aprobó un plan provisional para los trabajos que lleve a cabo Tierra en el emplazamiento de la planta de Kearny, y los que lleven a cabo Tierra en conjunto con otras partes en las proximidades de la planta de Kearny. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a Tierra y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RI/FS (*Remedial Investigation / Feasibility Study*) para este emplazamiento. Las partes involucradas enviaron su respuesta y esperan discutir con la EPA el alcance de estos trabajos. A la fecha, se desconoce si trabajos adicionales a los acordados con el DEP serán requeridos.

Otras antiguas plantas y plantas de terceros.- Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada y en algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

Litigio de Dallas Occidental contra Maxus.- En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el "Agente Naranja" (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha rembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una provisión por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones vinculadas con el "Agente Naranja" pueda tener un impacto significativo en su situación financiera.

Concretamente, en relación con la evolución del litigio relativo al ***"Agente Naranja"***, que puede verse afectado por esta demanda, el tribunal del distrito de Estados Unidos, resolvió a favor de los demandados en juicios rápidos en algunos de estos casos. Los demandantes apelaron estas sentencias ante el *Second Circuit Court of Appeals* que reafirmó las sentencias emitidas. En marzo de 2009, la Corte Suprema declinó atender posteriores reclamaciones. Todos los litigios relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009. Si bien es posible que futuras reclamaciones sobre este asunto sean presentadas en el futuro por terceros no conocidos a la fecha, no anticipamos obligaciones futuras significativas al respecto.

Adicionalmente, el resto de las reclamaciones recibidas y que han sido rechazadas, tienen relación con potenciales afecciones ocasionadas por la exposición de las personas al ***VCM*** y otros productos químicos, si bien se ha estimado que los mismos no generarán obligaciones significativas. Sin embargo, la declaración de responsabilidad implica responsabilidad sobre las reclamaciones futuras, de existir, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen.

Cameron Parish Lousiana: En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros demandantes ("Mhire") presentaron una demanda contra varias personas, entre ellas Maxus, alegando que las distintas partes demandadas, incluyendo un antecesor de Maxus, habían contaminado una propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en dicha propiedad, operaciones desarrolladas por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un importe de 158 millones de dólares (122 millones de euros). YPF Holdings cree que la actividad de remediación debería ser relativamente escasa y tiene la intención de hacer una oposición enérgica. Maxus ha presentado las alegaciones oportunas de respuesta en la materia. El procedimiento se encuentra en fase inicial, y se espera que el juicio pueda iniciarse en el cuarto trimestre de 2012. Con base en la información actualmente disponible, no es posible estimar una

pérdida razonable o rango de pérdida de estas cuestiones pendientes.

ARGENTINA

Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino.- En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

Mercado del Gas Natural. Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la Capacidad de Transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las restricciones constituyen un supuesto de fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Algunos clientes de YPF han rechazado el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto, habiéndose opuesto YPF a dichas reclamaciones.

AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AESU").- ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (21 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la "CCI") notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhía de Gás do Estado do Río Grande do SUL ("Sulgás") contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (787 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de

entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar. El 1 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión, se establecieron las reglas del procedimiento y se dispuso la bifurcación del procedimiento a los efectos de decidir con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. YPF presentó sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 29 de octubre de 2010 y AESU respondió el 30 de noviembre de 2010 rechazando dichas objeciones y afirmando la competencia del Tribunal Arbitral. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de dictar laudo respecto de su competencia.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (**"TGM"**) solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural. El 1 de octubre de 2010 se firmó un acta en el cual se fijaron las pretensiones de las distintas partes involucradas en el arbitraje así como las reglas del procedimiento que deberá seguir dicho arbitraje.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de Julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (13 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (274 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF. El Tribunal Arbitral ha sido constituido y con fecha 10 de junio de 2010, YPF presentó sus alegaciones ante el Tribunal Arbitral solicitando que dicho Tribunal declare su no competencia para conocer la reclamación. En el caso de que esta petición sea rechazada, YPF solicita al Tribunal Arbitral que suspenda el procedimiento hasta que el procedimiento arbitral actualmente en curso contra TGM, AESU, y Sulgás sea resuelto. El 14 y el 15 de septiembre de 2010 el Tribunal Arbitral mantuvo sendas audiencias con YPF y TGM para determinar su competencia.

El 11 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión fijando las pretensiones de las partes en el Arbitraje y se fijaron las reglas del procedimiento que deberá seguir el Arbitraje y se ha dispuesto la bifurcación del procedimiento a los efectos de resolver con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. AESU y TGM presentaron sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 22 de noviembre de 2010 e YPF rechazó dichas objeciones, afirmando la jurisdicción del Tribunal Arbitral para responder a todas las cuestiones planteadas el 20 de diciembre de 2010. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción.

Con fecha 6 de Abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje en referencia al litigio de

YPF con AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AESU") estimó la cuestión jurisdiccional planteada por YPF, disponiendo en consecuencia que todas las reclamaciones planteadas en todos los arbitrajes ("AESU contra YPF", "TGM contra YPF" e "YPF contra AESU") se acumularan en un solo arbitraje, el arbitraje de "YPF contra AESU" en el que comparecieran todas las partes con todas las reclamaciones formuladas en los arbitrajes acumulados.

Asimismo, existen ciertas reclamaciones en relación con pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones. En este orden, una de las partes involucradas inició un proceso de mediación con fin de determinar la procedencia de los mismos, habiendo finalizado este procedimiento de mediación sin acuerdo. YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual ***Transportadora de Gas del Norte S.A. (*"TGN"**) reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagadas, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios. YPF ha procedido a responder a las reclamaciones mencionadas. Adicionalmente, la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte aduciendo la culpabilidad de YPF fundamentándose en la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte mencionada anteriormente, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios.

Tras la ampliación de la demanda realizada por TGN en noviembre de 2011, la cantidad total reclamada ascendería a aproximadamente 64 millones de dólares. Asimismo en noviembre de 2011 TGN ha reclamado mediante nota dirigida a YPF daños y perjuicios por la rescisión del contrato de transporte en la cantidad de 142 millones de dólares (110 millones de euros), reclamación que ha sido rechazada por YPF.

Asimismo, Nación Fideicomisos S.A., había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de ciertos cargos de transporte. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, Nación Fideicomisos S.A. procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar una reclamación ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 millones de pesos (61 millones de euros) por dichos cargos. YPF procederá a contestar la demanda planteando la conexión con el juicio "TGN c/ YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en esta causa y rechazando la reclamación con base en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte.

De acuerdo con la estimación de YPF, las reclamaciones recibidas hasta la fecha no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Adicionalmente, dentro de lo mencionado anteriormente, el 8 de enero de 2009, YPF también presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

Con fecha 21 septiembre 2011 fue notificada a YPF resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando los argumentos de YPF y declarando incompetente al Enargas y

competente al fuero civil y comercial Federal.

Compañía Mega S.A. - (Compañía en la que YPF participa en un 38%) YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina. En el arbitraje que se sigue en este asunto con fecha 24 de marzo de 2011 la CCI aprobó el Acta de Misión, acta que no fue suscrita por YPF. Con fecha 13 de mayo YPF fue notificada de la resolución del Tribunal que fija las normas de procedimiento y en junio de 2011 fue notificada de la resolución por la que se dispone la apertura del periodo de prueba.

Con fecha 15 de agosto de 2011 MEGA reclamó a YPF mediante nota por la falta de entrega de volumen por los períodos 2009, 2010 y 2011 la suma total de 94 millones de dólares (73 millones de euros).

Investigaciones de la CNDC.- El 17 de noviembre de 2003, y dentro del marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual, según la CNDC, YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del coste de adquisición; y (b) los intentos frustrados de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF fue notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido infracción alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

Reclamaciones Medioambientales en La Plata.- Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y medioambientales, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. YPF considera que, al amparo de la Ley Nº 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se

superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

En una de estas reclamaciones se dictó sentencia de Primera Instancia el día 11 de agosto de 2011 por la que se rechazan las excepciones alegadas por YPF y se estima la demanda promovida por los actores y que condena a YPF a abonar las sumas estimadas por importe aproximado de 4 millones de dólares (3 millones de euros), que sumados los intereses ascendería a un importe total de 7 millones de dólares (5 millones de euros). Asimismo, se rechaza la demanda contra el Estado Nacional. Contra la expresada sentencia se ha interpuesto recurso de apelación.

Cabe agregar que, con fecha 25 de enero de 2010, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), el cual funciona bajo el ámbito del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF S.A. establecida en el artículo 9 de la Ley 24.145 de privatización de YPF.

Asociación de Superficiarios de la Patagonia (la "ASSUPA").- En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (410 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley Nº 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados. Hasta el momento se han presentado las Provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han presentado sendas declaraciones de *excepción de incompetencia*, las cuales han sido contestadas por la actora, encontrándose actualmente pendientes de resolución.

El 16 de marzo del 2011 YPF y ASSUPA acordaron solicitar la suspensión de los plazos

procesales con el fin de analizar la posibilidad de hallar una propuesta que permita alcanzar una solución consensuada del conflicto, todo ello sin reconocer hechos ni derecho. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos y ASSUPA e YPF presentaron un cronograma de reuniones cuya fecha de inicio es febrero de 2012

Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud.- Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley Nº 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió además que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley No.22.145 y el Decreto No. 546/1993.

Con fechas 1 de junio, 9 de agosto y 24 de agosto de 2011 fueron notificadas a YPF las Resoluciones 442/2011, 424/2011 y 772/2011 de la Autoridad de Cuenca Matanza Riachuelo (ACUMAR) por las cuales se requiere a YPF SA que presente un programa de reconversión industrial dentro el plazo de 30 días hábiles así como una póliza de caución que garantice los objetivos y plazos propuestos en el referido programa en relación con 3 instalaciones de YPF. El Programa ha sido presentado, no obstante el recurso interpuesto por YPF contra las citadas resoluciones.

Reclamaciones Medioambientales en Quilmes.- Residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la demanda, con la finalidad de que el Gobierno indemnice a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El Gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que YPF ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 35 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 19 millones de pesos (3 millones de

euros).

Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro.- El 15 de mayo de 2008, fue notificada a YPF la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación. En diciembre 2009, YPF presentó prueba de la documentación solicitada.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 "MP" por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del período de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones planteadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba. Finalmente, el 16 de septiembre de 2010 solicitó la finalización de este litigio basándose en: (a) los importes invertidos para cumplir con las obligaciones de la concesión entre 2007 y 2010 y (b) las acciones llevadas a cabo en relación con las obligaciones medioambientales.

En abril de 2011 YPF realizó una nueva presentación en la que se actualizó la información de inversiones realizadas durante 2010, se informó la inversión prevista para el año 2011 en desarrollo y para el período 2011-2016 en actividad exploratoria, se solicitó se resolviera la solicitud para que la Secretaría de Hidrocarburos se abstuviera de seguir interviniendo en todas las cuestiones ambientales que estaban siendo objeto de investigación por parte de la autoridad ambiental provincial (CODEMA) y se reiteró la solicitud de levantamiento de imputaciones y archivo del expediente. Cabe mencionar que tanto el valor de los activos netos como de las reservas probadas de las áreas mencionadas no es significativo.

Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios.- La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 365 millones de pesos argentinos (66 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada).- Un antiguo empleado de la Compañía antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF y Repsol solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la Medida Cautelar) presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF llevada a cabo por Repsol o por YPF, salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones.

Contra dicha medida cautelar, YPF y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Paralelamente, en marzo de 2011 YPF obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol posee de YPF. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF, siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social.

De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), YPF y Repsol consideran que ninguna de ambas compañías debería ser declarado responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de la Compañía excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece.

Con fecha 21 de julio de 2011 el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol YPF S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011.

La apelación contra esta resolución interpuesta por el demandante ha sido desestimada. En la actualidad el expediente se encuentra en la Cámara Federal de Apelaciones para resolver el recurso interpuesto contra la denegación de la apelación.

Con fecha 5 de diciembre de 2011 la referida Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia del 4 de febrero de 2011 y –en consecuencia- dejar sin efecto la medida cautelar oportunamente ordenada consistente en que se suspenda la venta de acciones de YPF S.A. y/o cualquier otra operación bursátil que involucre las acciones de la compañía en las cuales el actor y/o demás integrantes del programa de propiedad participada no tuvieran intervención, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol YPF S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad. La sentencia se encuentra firme.

Denuncia de la Secretaria de Transporte ante la Comisión Nacional de Defensa de la

Competencia (CNDC). El 11 de enero de 2012, la Secretaría Nacional de Transporte formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto de las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consistiría en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el precio minorista cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, YPF presentará explicaciones ante la CNDC (ver nota 2)..

BRASIL

Existen reclamaciones administrativas de las Autoridades estatales brasileñas relativas a formalidades en la importación y circulación de equipos industriales para la exploración y producción de hidrocarburos en campos no operados por el Grupo Repsol. El importe de dichas reclamaciones que correspondería al Grupo Repsol por su participación en los consorcios no operados sería de 134 millones de euros.

ESPAÑA

Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009: El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 (actual artículo 101 TFUE) del Tratado UE a Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A., BP, y CEPSA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 RCPP interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, Recurso Contencioso-administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009, formalizando la demanda con fecha 29 de diciembre de 2010. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria. Asimismo y de forma paralela, ante la Sala de los Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional se formalizó demanda especial de protección jurisdiccional de derechos fundamentales.

ARGELIA

Litigio de Gas Natural Fenosa contra Sonatrach en relación con el contrato de suministro de gas: Gas Natural Fenosa y Sonatrach han mantenido una disputa sobre la revisión del precio de los contratos de suministro de gas recibido desde Argelia a través del gaseoducto Magreb Europa.

El 14 de junio de 2011 Sonatrach y Gas Natural Fenosa han acordado resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas de Sagane, S.A. (sociedad dependiente de Gas Natural Fenosa) y sobre los que recayó un laudo arbitral dictado en agosto de 2010, determinando tanto el precio aplicable al periodo 2007-2009, como el aplicable desde 1 de enero de 2010 hasta el 31 de mayo de 2011, comprometiéndose ambas partes a desistir de todos los procedimientos actualmente en curso.

Dicho acuerdo no ha tenido impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio 2011, dado que los riesgos derivados del contencioso figuraban provisionados en el epígrafe de “Provisiones” (ver nota 17).

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. El Grupo impulsa la certificación ISO 14001 sus instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

Como pieza clave del Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF cabe destacar la fijación anual de objetivos de medio ambiente, que enmarcados dentro de las líneas estratégicas de medio ambiente de la Compañía son aprobados por su Comité de Dirección. Las líneas estratégicas contemplan áreas críticas para la protección del medio ambiente, el liderazgo de la dirección, la mejora de la gestión, el control de los riesgos y la minimización del impacto ambiental de actividades y productos. Además sirven para elaborar los planes de actuación de cada negocio, donde se incluyen las acciones necesarias para mejorar la gestión y dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivadas de las auditorías ambientales realizadas, etcétera, así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplaron en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la "Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF", una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de "fin de línea" para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

35.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2011			2010		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	647	264	383	490	247	243
Agua	740	492	244	698	459	239
Calidad de productos	1.713	823	889	1.418	770	648
Suelos	301	202	99	295	131	164
Ahorro y eficiencia energética	581	199	382	550	179	371
Residuos	77	33	44	55	25	30
Otros	529	356	173	483	350	133
	4.588	2.370	2.214	3.989	2.161	1.828

El coste incluye 389 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2011 y 264 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, respectivamente.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2011 y 2010 destacan las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames.

Como proyectos de inversión singulares en 2011 cabe mencionar, el proyecto de ampliación de la capacidad de destilación y conversión de la Refinería de Cartagena (España) con una inversión ambiental en 2011 de 92 millones de euros, el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de Luján de Cuyo (Argentina) con una inversión ambiental de 32 millones de euros, el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona (España) con una inversión ambiental de 6,6 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental en 2011 de 6,5 millones de euros.

Como proyectos de inversión singulares en 2010 cabe mencionar, la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 26 millones de euros, el proyecto de mejora de la planta de tratamiento de aguas de la refinería de Petronor con una inversión de 7 millones de euros y el proyecto de mejora de la calidad de combustibles en la Refinería de La Pampilla (Perú) con una inversión ambiental de cuatro millones de euros.

35.2) Provisiones Ambientales

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe “Provisiones de Medio Ambiente” (ver nota 17).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	254	221
Dotaciones con cargo a resultados	82	75
Aplicaciones con abono a resultados	(3)	(3)
Cancelación por pago	(80)	(50)
Reclasificaciones y otros movimientos	2	10
Saldo al cierre del ejercicio	255	254

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyos saldos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascienden a 1.382 y 1.075 millones de euros respectivamente (ver nota 17).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2011 de las provisiones ambientales hay que destacar 113 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals

Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver nota 34).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2011 y 2010 han ascendido a 292 y 356 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes "Aprovisionamientos" y "Otros gastos de explotación".

Estos gastos incluyen 94 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2 realizadas en 2011, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 6 millones de euros. Asimismo, en los ejercicios 2011 y 2010 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 28 y 27 millones de euros, respectivamente; la remediación de suelos y abandonos por importe de 42 y 46 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 38 y 33 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 17 y 21 millones de euros, respectivamente.

35.4) Actuaciones futuras

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, prevención y control integrado de la contaminación, responsabilidad ambiental, calidad de las aguas así como los residuos.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020 relativos a: la reducción en al menos un 20 % las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20 % de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20 % gracias a una mayor eficiencia energética.

- La Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO_2 relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

  Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las

Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14ª Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial. Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el 100% de asignación gratuita.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida.

  La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como las embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida.

  Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan antes del 31 de diciembre de 2020 un 6% las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Dicha reducción podrá ser mediante el uso de biocarburantes, o proyectos de reducción de gases de efecto invernadero en la cadena de suministro de los combustibles.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO_2 en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

A nivel nacional, en España, la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 ha requerido por parte de las instalaciones de los negocios de refino y química la comunicación de nueva información a las autoridades competentes de las Comunidades Autónomas para el cálculo de las asignaciones a nivel instalación según los benchmarks sectoriales.

A raíz de estas comunicaciones, los Estados Miembros habían planificado realizar la asignación a instalaciones para diciembre 2011, si bien el plazo se ha postergado hasta marzo de 2012. Se espera conocer la asignación provisional (pendiente de posibles ajustes en el proceso de consolidación a nivel comunitario) en marzo de 2012.

Adicionalmente, en lo que respecta al resto de aspectos medio ambientales, se han presentado las siguientes novedades:

- Se ha aprobado la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales (DEI), que refunde en un único texto varias directivas anteriores: Directiva IPPC de Control Integral de la Contaminación Ambiental (Directiva 2008/1/CE que modifica la Directiva 96/61/CE), Directiva de COV, compuestos orgánicos volátiles (Directiva 1999/13/CE), Directiva de incineración de residuos (Directiva 2000/76/CE), 3 Directivas relativas al dióxido de Titanio (78/176/CEE , 82/882/CEE y 92/112/CEE) y Directiva de grandes instalaciones de combustión (Directiva 2001/80/CE). Está previsto que esta Directiva se transponga en España en Enero de 2013.

  Establece normas sobre la prevención y el control integrados de la contaminación procedente de las actividades industriales y fija el proceso de definición de los documentos de referencia (BREF), que entre otras cosas, incluyen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) y las técnicas emergentes para la actividad de que se trate en cada caso. Como principal novedad respecto a la anterior Directiva IPPC, ésta indica que las conclusiones de las MTD definirán límites de emisión de obligado cumplimiento, que se someterán a aprobación por la Comisión y tendrán carácter vinculante para las autorizaciones ambientales integradas (AAIs).

  A la fecha, no está previsto que ninguno de los principales BREF en revisión que aplican a la compañía (principalmente, *Mineral Oil & Gas Refining*, *Common Waste Water & Waste Gases Treatment in the Chemical Sector*, *Large Volume Organic Chemistry* y *Large Combustion Plants*) se publique antes de enero de 2014, plazo en el cual deben estar actualizadas todas las AAIs de acuerdo a la nueva Directiva DEI.

  La propia Directiva incluye valores límite de emisión para algunas de actividades, como es el caso de las *Grandes Instalaciones de Combustión*. Antes del 7 de julio de 2015 las instalaciones catalogadas como Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) deberán cumplir los nuevos requisitos establecidos en el Capítulo III y el Anexo V de la Directiva DEI.

- En el Marco de la Ley 26/2007 de Responsabilidad Ambiental, en abril de 2011 se aprobó la metodología del Modelo de Oferta de Responsabilidad Ambiental (MORA). Se trata de una metodología desarrollada para responder a la evaluación que la ley solicita sobre la necesidad de constituir una garantía financiera por responsabilidad medioambiental que permita hacer frente a los costes de reparación de los eventuales daños que se pueden ocasionar en el desarrollo de las actividades y, adicionalmente, para el cálculo de los costes de reposición asociados a los escenarios de riesgo.

  Dichas evaluaciones se deben desarrollar en base a los plazos establecidos por la Orden Ministerial (Orden ARM/1783/2011) sobre la exigibilidad de la garantía financiera y el orden de prioridad en el que se contemplan todas las actividades industriales. Las Grandes Instalaciones de Combustión tienen prioridad 1 (evaluación requerida en un plazo máximo de 2 ó 3 años), las instalaciones de refino prioridad 2 (3 ó 5 años de plazo) y la industria química y de extracción de crudo y gas prioridad 3 (5 ó 8 años de plazo).

- Bajo el marco de la Directiva Marco de Agua, pero a través de la Directiva 2008/105/CE, relativa a las normas de calidad ambiental en el ámbito de la política de aguas, se establecen normas de calidad ambiental (NCA) para las sustancias prioritarias y otros contaminantes, con objeto de conseguir un buen estado químico y

La Directiva relativa a normas de calidad ambiental fue transpuesta en España en enero de 2011 mediante el Real Decreto 60/2011. Actualmente, cubre 33 sustancias pero está previsto que a lo largo de enero de 2012, la UE publique una lista de aproximadamente 15 sustancias adicionales para las cuales se establecerán NCAs. En cualquier caso, no se tratan de parámetros de calidad de vertidos a cumplir por los centros industriales, sino por la diferentes masas de agua presentes en cada cuenca hidrográfica.

- En julio de 2011 se aprobó en España, la nueva Ley de residuos 22/2011 que sustituye a la Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos. Esta Ley transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva Marco de Residuos que se aprobó en la UE en 2008. Tiene como objetivos actualizar la legislación vigente, orientar la política de residuos conforme al principio de jerarquía y garantizar la protección de la salud humana y del medio ambiente, maximizando el aprovechamiento de los recursos y minimizando los impactos de su producción y gestión. Igualmente, esta Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de suelos contaminados.

  Como novedades principales con respecto a la Ley 10/1998 destacan: la introducción de capítulos específicos dedicados a los subproductos y al concepto de fin de vida útil del residuo, la creación de una Comisión de coordinación en materia de residuos, como órgano de cooperación técnica y colaboración entre las distintas administraciones y la introducción del concepto de responsabilidad del productor del producto, por la que el productor está obligado a involucrarse en la prevención y gestión de los residuos que generen sus productos, según el principio de responsabilidad “de la cuna a la tumba”.

35.5) Emisiones de CO_2

Durante los ejercicios 2011 y 2010 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 17 y 16,4 millones de toneladas de CO_2, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 244 y 216 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2012 por 18,6 millones de toneladas de CO_2.

En el ejercicio 2011 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 110 millones de euros, que se ha visto compensada casi en su totalidad por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. En el ejercicio 2010 no se produjo ninguna depreciación del valor de los derechos de emisión.

El resultado neto por la gestión de CO_2 ha ascendido a un ingreso neto de 31 millones de euros en 2011, mientras que en 2010 se registró un gasto de 5 millones de euros. En el ejercicio 2011 se ha realizado una gestión activa de la posición generada por la diferencia entre la asignación a través del Plan Nacional de los últimos ejercicios y las emisiones anuales realizadas por el Grupo.

Para las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo, 2012 es el último año de cumplimiento correspondiente a la Fase II (2008-2012. A partir de 2013, estás mismas instalaciones tendrán una nueva asignación de derechos para la Fase III de 2013-2020, la cual se estima que será menor en su cantidad anual que en la Fase II y que irá disminuyendo con el tiempo. Repsol ha ido anticipando

desde hace muchos años esta menor asignación gratuita para la Fase III y ha tomado medidas para mitigar el futuro coste.

Por un lado, la Compañía ha adquirido a precio económico créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Por otro lado, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO_2 con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III.

Los acuerdos que tiene Repsol YPF por su participación en en dichos proyectos MDL y AC han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2011. Con estás adquisiciones, la inversión prevista a final del ejercicio es de 48 millones de euros.

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2011, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de auditoría en Repsol YPF, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 6,6 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y por otros servicios han ascendido a 1,1 y 0,2 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(37) HECHOS POSTERIORES

- El 5 de enero de 2012, Repsol YPF y la petrolera estadounidense SandRidge Energy han suscrito un acuerdo por el cual Repsol adquiere, aproximadamente, 1.500 km^2 del yacimiento Missisippian Lime, que cuenta con elevada producción histórica y recursos probados, rico en petróleo ligero y gas que se produce a partir de carbonatos fracturados. La participación de Repsol será del 16% y del 25% en dos áreas dentro de este yacimiento situado entre los estados de Oklahoma y Kansas en Estados Unidos. En este área existe una extensa infraestructura que opera desde hace más de 30 años, lo que permitirá acelerar la puesta en producción y la comercialización de estos hidrocarburos. La inversión prevista de Repsol YPF será de 1.000 millones de dólares. El acuerdo establece que Repsol YPF realizará un pago inicial de 250 millones de dólares al cierre de la operación y el resto a lo largo de aproximadamente 3 años. La operación se enmarca en la estrategia de Repsol de diversificación geográfica hacia países OCDE.

- En enero de 2012 Repsol YPF realizó, a través de diversas entidades financieras, una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social a un precio de 22,35 euros por acción. Estas acciones formaban parte del paquete de acciones propias adquiridas el 20 de diciembre de 2011 en ejecución del acuerdo adoptado en la sesión del Consejo de Administración del 18 de diciembre, relativo a la adquisición de un 10% de su capital social (ver nota 15).

  En virtud del acuerdo suscrito con las entidades financieras que participaron en la mencionada colocación, el 5% del capital restante que el Grupo mantiene en autocartera tiene restringida su venta y disposición (*"lock up"*) por un periodo de 90 días, con ciertas excepciones tales como su venta a inversores sujeta a las mismas

restricciones de transmisibilidad, entregas de acciones a los empleados según los programas ya aprobados o propuestas de dividendo flexible (*"scrip dividends"*).

- También en enero de 2012, el Grupo a través de Repsol International Finance, B.V. (RIF), cerró una emisión de bonos por importe de 750 millones de euros a 7 años y 1 mes, con un cupón del 4,875% y a un precio de emisión del 99,94%, con la garantía de Repsol YPF S.A. que figuran admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Esta emisión se realizó al amparo del programa de EMTNs de la citada sociedad, registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo (ver nota 19). Posteriormente, el 7 de febrero, RIF cerró otra emisión de eurobonos por importe de 250 millones de euros adicionales con un cupón del 4,875%, a un precio de emisión de 103,166%. Esta emisión es fungible y formará una única serie con la emisión anterior, con vencimiento el 19 de febrero de 2019.

- El 16 de enero de 2012, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada en abril de 2011, la Compañía puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2012 dirigido a los empleados del Grupo Repsol YPF en España con contrato laboral indefinido que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse a dicho Plan (ver nota 18).

- El 25 de enero de 2012, en cumplimiento del acuerdo adoptado por el Consejo de Administración el 28 de septiembre de 2011, el Consejo de Administración acordó, por unanimidad, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y en línea con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales en materia de Gobierno Corporativo, modificar el Reglamento del Consejo y proponer a la Junta General de Accionistas la modificación de los Estatutos sociales. Los aspectos principales de la reforma son:

    - El reforzamiento de las garantías aplicables a operaciones vinculadas, especialmente relevantes, entre la Sociedad y sus accionistas significativos;

    - La modificación de la regulación de la obligación de no competencia de los Consejeros, permitiéndose su dispensa bajo determinadas condiciones. También se prevén determinados supuestos que quedan fuera de la prohibición de competencia, entre los que se cuenta, singularmente, el de aquellas sociedades con las que Repsol YPF mantenga una alianza estratégica

    - La supresión en los Estatutos sociales de la limitación al número máximo de votos que puede emitir un mismo accionista.

- También el 25 de enero de 2012, Repsol YPF, S.A. y Petróleos Mexicanos ("Pemex") suscribieron un acuerdo de intenciones en virtud del cual se comprometen a negociar una alianza industrial estratégica que contribuya al mejor desarrollo de sus respectivos planes empresariales y permita establecer vías y mecanismos para la cooperación mutua. El desarrollo y conclusión del proceso de negociación del acuerdo de intenciones están supeditados al cumplimiento de los trámites y procedimientos establecidos en las normativas internas de ambas Compañías para la aprobación de una alianza estratégica y, específicamente, a la aprobación de la misma por los órganos sociales en cada caso competentes.

ANEXO I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 201

				Diciembre 2011		Diciembre 2010	
				% Participación Total		Millones de Euros	
Nombre	**País**	**Actividad**	**Método de consolidación (1)**	**% de Participación Patrimonial**	**% de Participación Control (2)**	**Patrimonio Neto (3)**	**Capital Social (3)**
A & C Pipeline Holding	Islas Caiman	Financiera	P.E.	20,67	36,00	0	0
A- Evangelista, S.A. Sucursal (Uruguay)	Uruguay	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	18	0
Abastecimentos e Serviços de Aviaçao, Lda. - ASA	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
AESA Construcciones y Servicios Bolivia , S.A. (8)	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	98,00	98,00	0	0
AESA Perú S.A.C.	Perú	Construcción y servicios petroleros	I.G.	57,43	100,00	2	1
A-Evangelista Construçoes e Servicios, Ltda.	Brasil	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	0	1
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	6,00	10,00	100	0
Air Miles España, S.A. (4)	España	Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	5	0
Akakus Oil Operation, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	0	0
Algaenergy, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,00	20,00	3	0
Amodaimi Oil Company, Ltd.	Isla Bermudas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-41	0
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	30	9
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	45	2
Atlantic 1 Holdings, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	180	182
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	104	104
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	189	189
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	107	104
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	200	189
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	223	182
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	217	4
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	25,00	25,00	0	0
Bizoy, S.A. (12)	Uruguay	Arrendamiento, administración y construcción de bienes inmuebles.	I.P.	22,97	40,00	0	0
BP Trinidad & Tobago, LLC	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	220	126
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	126	916
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0	0
Calio Holdings, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	45	8
Carburants i Derivats, S.A. - CADESA	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	0
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	195	1
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	51	0
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	24,48	86,15	29	67
Civeny, S.A. (12)	Uruguay	Arrendamiento, administración y construcción de bienes inmuebles.	I.P.	22,97	40,00	0	0
CLH Aviación, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	65	21
CLH Holdings, Inc. (4)	EE.UU.	Financiera	I.G.	57,43	100,00	-18	195
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	6	2
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. - CARBUESA	España	Remolcadores	I.G.	99,20	100,00	6	0
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	167	84
Compañía Mega, S.A.	Argentina	Fraccionadora de gas	I.P.	21,82	38,00	149	38
Comsergas, Compañía de Servicios para la Industria del Gas Licuado, S.A.	Argentina	Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0	0
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Otras actividades	I.G.	74,90	74,90	-1	0
Dubai Marine Areas, Ltd. - DUMA	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1	0
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	18	10
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción, comercialización productos químicos	I.P.	50,01	50,01	27	17

				Diciembre 2011		Diciembre 2010	
				% Participación Total		Millones de Euros	
Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción, comercialización productos químicos	P.E.	49,99	49,99	82	39
Dynasol Gestión, S.A.	España	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	1	0
Dynasol LLC	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	30	1
Eleran Inversiones 2011, S.A.U. (5)	España	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	--	--
Empresas Lipigas, S.A.(4)	Chile	Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	166	113
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	25	2
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	0	0
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	Sociedad de cartera	P.E.	26,03	45,33	92	209
Gas Austral, S.A.	Argentina	Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	2	0
Gas Natural SDG, S.A. (6)	España	Distribución de gas	I.P.	30,01	30,01	10.274	922
Gas Natural West Africa S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,00	100,00	-3	7
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A.	Argentina	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	5,74	10,00	16	29
Gasoducto del Pacífico Cayman, S.A.	Islas Caiman	Financiera	P.E.	5,74	10,00	0	0
Gasoducto del Pacífico Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	27,69	36,00	0	0
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Distribución de gas natural	P.E.	9,57	16,66	0	0
Gastream México S.A. de C.V.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-1	22
Gateway Coal Company	EE.UU.	Otras actividades	I.G.	57,43	100,00	-42	-9
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	6	3
GESPOST - Gestão e Administraçao de Postos de Abastemento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	6	0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Gestión EE.SS.	I.P.	48,34	50,00	48	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	77	0
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C. GRYPESAC	Perú	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	0
Guará, B.V.	Holanda	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	119	0
Hunt Pipeline Development Perú, LLC. (7)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,68	72,34	43	86
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	I.P.	50,00	50,00	2	2
Inch Cape Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	51,00	100,00	0	0
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	51,00	51,00	0	0
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	P.E.	24,61	42,86	37	46
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	50,00	11	12
Maxus (US) Exploration Co.	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	-217	1
Maxus Bolivia Inc.	Islas Caiman	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Maxus Bolivia Inc. (Suc. Bolivia) (8)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	275	0
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	-46	464
Maxus International Energy Company	Estados Unidos	Otras actividades	I.G.	57,43	100,00	-5	24
Mejorgas, S.A.	Argentina	Comercialización de GLP	P.E.	57,43	100,00	0	0
Metrogas, S.A.	Argentina	Distribución de gas	P.E.	18,22	70,00	156	108
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	33,36	33,36	0	0
Noroil, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	67,67	70,00	2	2
Occidental de Colombia, LLC (4)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	79	0
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	17,23	30,00	22	2
OJSC Eurotek	Rusia	Otras actividades	---	100,00	100,00	14	50
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.	Ecuador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	51	41
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. (4)	Islas Caiman	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	94	75
Oleoducto Trasandino Argentina, S.A.	Argentina	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	20,98	36,53	7	14

				Diciembre 2011		Diciembre 2010	
				% Participación Total		Millones de Euros	
Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	22,69	36,00	9	6
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	21,25	37,00	53	21
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	56	31
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	7	2
Pacific LNG Bolivia S.R.L. (8)	Bolivia	Exploración y Producción de Hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	0	1
Perú LNG Company, Llc. (4)	Estados Unidos	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	969	1.216
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Refino	I.G.	85,98	85,98	709	121
Petroquiriquire, S.A. (9)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	744	4
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,84	45,00	111	13
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	-1	17
Poligas Luján, S.A.	Argentina	En disolución	I.G.	29,00	50,49	0	0
Profertil, S.A.	Argentina	Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	28,72	50,00	199	148
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	102	0
Refinería La Pampilla, S.A.A. - RELAPASA	Perú	Refino	I.G.	51,03	51,03	203	110
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	Refino y comercial. de productos petrolíferos	I.P.	28,72	50,00	99	17
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2	2
Repsol - Produçao de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	100,00	100,00	0	0
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	236	161
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	775	59
Repsol Canada Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3	4
Repsol Chemie Deutchland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	996	335
Repsol Comercial, S.A.C. - RECOSAC	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	81	58
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	71	0
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,66	100,00	4	0
Repsol E & P Canada ,Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	8
Repsol E & P Eurasia, LLc.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-2	0
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	105	58
Repsol E & P USA, Inc	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.506	2.460
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	3	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	164	375
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	49	144
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-2	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Cendrawasih II, BV	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol Exploración Cendrawasih III, BV	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol Exploración Cendrawasih IV, BV	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-16	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Kazakhstán, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-1	0
Repsol Exploración Liberia BV (10)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	0

				Diciembre 2011		Diciembre 2010	
				% Participación Total		Millones de Euros	
Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	17
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	766	8
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	228	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-3	0
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	159	159
Repsol Exploración, S.A. (11)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.502	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	21
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	27	1
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caiman	Financiera	I.G.	100,00	100,00	57	182
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.332	301
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	672	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	55	2
Repsol LNG Holding; S.A. (Repsol Exploración Trinidad, S.A.)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-9	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	312	0
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	29	4
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	-24	0
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	14
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-3	0
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	100,00	100,00	0	1
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	100,00	100,00	0	0
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-19	0
Repsol New Energy Ventures, S.A. (Repsol Biocarburantes Cartagena, S.A.)	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías.	I.G.	99,97	100,00	-1	1
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos.	I.G.	100,00	100,00	-5	0
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	-1	1
Repsol Offshore E & P Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	24
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	239	129
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.983	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	251	268
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	426	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	-339	60
Repsol Services Company	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	30	33
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	60,00	100,00	32	1
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	6.220	6.980
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	100,00	100,00	0	0
Repsol USA Holdings Corp.	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.551	2.619
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	917	799
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	613	464
Repsol YPF Chile, S.A	Chile	Administración de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	18	21
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	0	0

				Diciembre 2011		Diciembre 2010	
				% Participación Total		Millones de Euros	
Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	52	35
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	2
Repsol YPF E & P de Bolivia, S.A. (8)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	281	122
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	101	5
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	47	33
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	102	5
Repsol YPF Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	5	3
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	39	0
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-44	0
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	187	152
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	302	0
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	198	0
Repsol YPF Venezuela Gas, S.A. (4)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-26	0
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	60	2
RYTTSA Singapur, Ltd	Islas Caiman	Sociedad en liquidación	I.G.	100,00	100,00	-4	0
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A. - SEMAPESA	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	0
Servicios Logisticos Combustibles de Aviacion, S.L.	España	Distribución de gas	I.P.	49,99	50,00	11	4
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagen de Gas, S.A. (SAAGA)	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	5	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. - PETROCAT	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	10	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-2	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	39	7
Spelta Soc. Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	2	0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarios, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	23	20
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	19,04	33,15	28	3
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Tierra Solutions Inc.	Estados Unidos	Otras actividades	I.G.	57,43	100,00	-18	195
Transierra S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	219	65
Transportadora de Gas de Perú, S.A. (TGP, S.A.)	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	282	156
Transportadora Sulbrasileira do Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	12	12
Tucunaré Empreendimientos e Participaçoes, Lda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	-27	-27
Vía Red Hostelería y Distribución, S.A.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo, Ltda.	Argentina	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	57,43	100,00	21	23
YPF Ecuador Inc.	Islas Caiman	Sociedad en liquidación	I.G.	57,43	100,00	0	1
YPF Guyana, Ltd.	Islas Caiman	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	-2	0
YPF Holdings Inc. (4)	EE.UU.	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	-59	607
YPF International, S.A.(4)	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	51	27
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	0	53
YPF Services USA Corp.	Argentina	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	0	0
YPF Servicios Petroleros S.A.	Estados Unidos	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	2	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2011 % Participación Total % de Participación Patrimonial	Diciembre 2011 % Participación Total % de Participación Control (2)	Diciembre 2010 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2010 Millones de Euros Capital Social (3)
YPF, S.A.	Argentina	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	57,43	3.602	2.243
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.) (8)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	752	135
Zao Eurotek Yamal	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	1
Zhambai LLP	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	0	0

(1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E.: Puesta en equivalencia

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2010), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros)

(4) Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas

(5) Sociedades constituidas en el ejercicio 2011

(6) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(7) Esta sociedad posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, LTD., sociedad domicilada en las Islas Caimán

(8) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2011

(9) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de diciembre de 2009

(10) Esta sociedad cuenta con un sucursal domiciliada en Liberia

(11) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, LTD., sociedad en liquidación domicilada en las Islas Caimán

(12) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de julio de 2010

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

				31.12.11				31.12.10		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Repsol Exploración Karabashsky B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	ene-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol E&P Eurasia LLC	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	ene-11	I.G.	99,99	99,99	-	-	-
YPF,S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	ene-11 a jul-11	I.G.	57,43	57,43	I.G.	79,81	79,81
Civeny, S.A.	Uruguay	YPF,S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-11	I.P.	22,97	40,00	-	-	-
Bizoy, S.A.	Argentina	YPF,S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-11	I.P.	22,97	40,00	-	-	-
Ibil Gestor Carga Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	abr-11	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Agri Development BV	Holanda	Repsol Sinopec Brasil BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	abr-11	I.P.	6,00	10,00	-	-	-
Kuosol S.A.P.I. de CV	México	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	may-11	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jun-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Nuevas Energías U.K.	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros Lda	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ago-11	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Angola 22 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Angola 35 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Angola 37 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Eleran Inversiones 2011. S.A.	España	YPF,S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	oct-11	I.G.	57,43	100,00	-	-	-
YPF Chile, S.A.	Chile	Eleran Inversiones 2011. S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	oct-11	I.G.	57,43	100,00	-	-	-
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Baja del perímetro de consolidación por enajenación	oct-11	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Napesa S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-11	-	-	-	I.G.	96,65	100,00
Servibarna S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-11	-	-	-	I.G.	96,65	100,00
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Baja del perímetro de consolidación por enajenación	dic-11	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Sociedades del Grupo Gas Natural (Varias) (1)		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

(2) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

					31.12.10			01.01.10		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Akakus Oil Operation B.V.	Holanda	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	feb-10	P.E.	49,00	49,00			
Akakus Oil Operations AG	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro por fusión con Akakus Oil Operation B.V.	feb-10				P.E.	100,00	100,00
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF.S.A/Petróleos del Norte,S.A	Disminución del porcentaje de participación	mar-10	P.E.	10,00	10,00	P.E.	14,25	15,00
YPF Servicios Petroleros S.A	Argentina	YPF,S.A	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.G.	79,81	100,00			
Repsol Brasil. B.V	Holanda	Repsol Brasil, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	60,00	100,00			
Via Red Servicios Logísticos, S.L .	España	Repsol Butano,S.A.	Aumento del porcentaje de participación	jun-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,49	99,49
Repsol Exploración Seram BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración East Bula BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih II BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploracion Cendrawasih III BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploracion Cendrawasih IV BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros,LDA	Alta en el perímetro por adquisición	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Electricidade E Calor, Ace	Portugal	R.Polímeros/R.ETBE	Aumento del porcentaje de participación	sep-10	I.G.	100,00	100,00	P.E.	66,67	66,67
YPF,S.A	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	sep-10 a dic-10	I.G.	79,81	79,81	I.G.	84,04	84,04
Repsol Louisiana Corporation	EEUU	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.G.	100,00	100,00			
Adicor, S.A.	Uruguay	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10	-	-	-	I.G.	84,04	100,00
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P	46,81	46,81			
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	20,00	20,00			
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	nov-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
Repsol Occidental Corporation	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro	dic-10	-	-	-	I.P	25,00	25,00
Oxy Colombia Holdings Inc	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Alta en el perímetro	dic-10	I.P	25,00	25,00			
Guará BV	Holanda	Repsol Brasil BV	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	15,00	25,00			
Alberto Pasqualini Refap S.A.	Brasil	Repsol YPF Perú B.V.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
Repsol Brasil, S.A. (4)	Brasil	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	60,00	60,00	I.G.	100,00	100,00
Sociedades del Grupo Gas Natural (Varias) (1)		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

(2) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(4) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2011

Nombre	Participación %(1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi-Chergui (6)	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	29,25%	Órgano conjunto Sonatrach - Contratista	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central/ Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol Energy S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana -Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canada LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha (4)	70,00%	Occidental de Colombia, L.L.C.	Desarrollo
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración y producción
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cayos1 Y Cayos5	30,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Rc11 Y Rc12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración
Cuba			
Bloques 25-36	40,00%	Repsol YPF Cuba, S.A.	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón (6)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca (6)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo (6)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo (6)	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia-Siroco (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo (6)	88,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Tesorillo-Ruedalabola	50,00%	Schuepbach Energy España, S.L.	Exploración
Morcín 1 (5)	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa (5)	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I (5)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II (5)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares (5)	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca (5)	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Guinea Ecuator.			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea, S.A.	Exploración
Indonesia			
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II BV	Exploración
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	E&P
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakus Oil Operations	E&P
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	E&P
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North África) Ltd.	E&P
Marruecos			
Tanger Larache (6)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploracion
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploracion
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploracion
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Omán			

Nombre	Participación %(1)	Operador	Actividad
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación
(2) Operaciones o activos gestinados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%
(3) Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%
(4) Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%
(5) Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%
(6) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi-Chergui (6)	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari-Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central/ Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana -Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Asociacion Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingenieria Planta LGN
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Brasil (7)	Exploración
BMES-29	40,00%	Repsol Brasil (7)	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Brasil (7)	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-55	40,00%	Repsol Brasil (7)	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha (4)	70,00%	Occidental de Colombia, L.L.C.	Desarrollo
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobas	Exploración
Rc11 Y Rc12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón (6)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca (6)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Montanazo (6)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo (6)	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia-Siroco (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo (6)	88,00%	Petroleum	Exploración
Calypso Este	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Calypso Oeste	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Circe	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Marismas Marino Norte	40,00%	Petroleum	Exploración
Marismas Marino Sur	40,00%	Petroleum	Exploración
Tortuga	95,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Morcín 1 (5)	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa (5)	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I (5)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II (5)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares (5)	66,70%	Endesa Generación, SA	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca (5)	50,00%	Iberdrola.	Generación eléctrica
Guinea Ecuatorial			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Indonesia			
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II BV	Exploración
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración
Kenia			

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115 (Capex)	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y poducción
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y poducción
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y poducción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y poducción
Marruecos			
Tanger Larache (6)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y poducción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación
(2) Operaciones o activos gestinados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 50%
(3) Operaciones o activos que a 31 de diciembre de 2010 se gestionaban a través de Repsol Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60% (ver nota 7)
(4) Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Occidental Corporation, sociedad de control conjunto con una participación del 25%
(5) Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,129%
(6) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,129%
(7) Esta sociedad en Febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos:

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 77.276 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, S.A.: 1.035 acciones

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 108.244 acciones

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos:

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U.
Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

D. Juan María Nin Génova

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 149 acciones

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, S.A.: 998 acciones
Iberdrola, S.A.: 333 acciones

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO
2011
GRUPO REPSOL YPF

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA 3

ENTORNO MACROECONÓMICO 3

ACTIVIDADES DEL GRUPO 5

PLAN HORIZONTE 2014 5

RESULTADOS 7

SITUACIÓN FINANCIERA 9

FACTORES DE RIESGO 12

ÁREAS DE NEGOCIO 21

UPSTREAM 22

GAS NATURAL LICUADO (GNL) 43

DOWNSTREAM 47

YPF 58

GAS NATURAL FENOSA 76

ÁREAS CORPORATIVAS 81

GESTIÓN DE PERSONAS 81

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA 93

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA 96

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE 101

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO 104

COMUNICACIÓN 106

GESTIÓN DE INTANGIBLES 108

PATROCINIO DEPORTIVO 110

NUEVA SEDE DE REPSOL 111

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

Los riesgos inclinan la balanza del crecimiento a la baja

El ritmo de salida de la crisis económica más severa y global de los últimos setenta años se ralentizó durante 2011. A lo largo del ejercicio, el deterioro de algunos riesgos bien identificados con anterioridad, unidos a los efectos adversos de otros factores de naturaleza impredecible, como el tsunami en Japón y el conflicto bélico en Libia, pusieron a prueba la solidez de la recuperación económica mundial.

El producto interior bruto (PIB) mundial creció en torno al 3,8%, muy por debajo de lo previsto por el Fondo Monetario Internacional (FMI) a comienzos del año. La evolución más decepcionante se dio en las economías avanzadas, que afrontaron un año especialmente complicado. Tras el rebote en 2010, en el que crecieron al 3,2%, las economías más desarrolladas pasaron a crecer a una anémica tasa del 1,6% al tiempo que se rebajaban las previsiones globales para 2012.

La ralentización del crecimiento en la primera mitad de 2011 se puede atribuir al efecto que tuvieron los siguientes factores sobre una economía todavía frágil: el repunte de la inflación debido a los precios más altos de las materias primas; la progresiva finalización de políticas de estímulo fiscal; las medidas de austeridad introducidas desde finales de 2010 en varios países europeos y las perturbaciones sobre la cadena de suministro global provocadas por el terremoto de Japón del 11 de marzo.

En consecuencia, el empleo y los ingresos públicos evolucionaron peor de lo previsto, deteriorando la sostenibilidad de las economías más débiles de la Zona Euro. En abril, Portugal se veía obligado a solicitar la asistencia financiera del FMI y de la Unión Europea (UE) para evitar la quiebra, como antes habían hecho Grecia e Irlanda. Adicionalmente, el país heleno reconoció la imposibilidad de cumplir con los objetivos marcados en su programa de rescate. La negociación de un segundo paquete de ayudas antes del verano acabaría por incluir un mecanismo de canje de deuda griega que implicaba una importante quita para sus acreedores privados. Este precedente disparó el riesgo sistémico dentro de la Zona Euro y extendió la presión a otros países de la unión monetaria y a la banca europea por su fuerte exposición al riesgo soberano.

La constatación de que la ruptura de la moneda única europea era un escenario posible, a raíz del anuncio de un referéndum en Grecia -luego cancelado-, provocó fuertes tensiones en los mercados, una extensa revisión del riesgo de crédito de contrapartida y mayores dificultades de acceso a la financiación. En respuesta a dichas tensiones, los principales bancos centrales del mundo intervinieron de manera coordinada para garantizar la liquidez del sistema.

Cabe destacar que en 2011 se ha recuperado un grado de coordinación política internacional que ha permitido descartar un evento de repercusiones similares a la quiebra de Lehman Brothers en 2008. Sin embargo, las medidas y reformas acordadas no han logrado anticiparse ni atajar los problemas de raíz. Esto no es sólo cierto en el caso de la Zona Euro, sino que problemas similares en los Estados Unidos y en Japón han motivado la rebaja de su calificación crediticia, añadiendo más incertidumbre a los mercados financieros.

Por su parte, la economía española experimentó una ligera desaceleración en el ritmo de recuperación desde el segundo trimestre del año y terminó con un crecimiento acumulado del 0,7% respecto a 2010. El sector exterior fue clave un año más y aunque la demanda interna privada mejoró en 2011, no logró compensar el ajuste del

consumo de las Administraciones Públicas comprometidas con el objetivo de reducir el déficit público al 3% del PIB para el año 2013.

Otro año de alta volatilidad

La evolución del precio del petróleo en 2011 ha estado muy marcada por factores económicos y geopolíticos, y se puede dividir en dos etapas. En la primera mitad del año, a la inercia que ya traía el mercado con la recuperación de la demanda desde finales de 2010, se unió la incertidumbre de lo que hoy se conoce como "primavera árabe", tensionando los precios por el riesgo de un corte de suministro en cualquier país exportador clave. Así, con la salida del mercado de las exportaciones de petróleo de Libia, y el incremento de las importaciones de Japón para hacer frente a los estragos de los desastres naturales, el precio del crudo Brent llegó a superar los máximos de dos años y medio, alcanzando los 126 dólares por barril a principios de abril. En la segunda etapa, la incertidumbre económica y financiera en los países desarrollados, principalmente europeos, junto con la paulatina reincorporación de la producción libia a los mercados, hicieron retroceder los precios del petróleo cerca de un 13%, hasta situarlos alrededor de los 110 dólares. Y se han mantenido en este nivel, aunque no exentos de una alta volatilidad.

Como base de todos estos factores económicos, financieros y geopolíticos, han persistido los fundamentos, sobre todo en lo referente al crecimiento de las economías emergentes y las revisiones a la baja de la producción no-OPEP. China, India, Oriente Medio y Brasil, entre otras áreas, han mantenido una fuerte demanda de materias primas para potenciar su crecimiento económico y, al igual que en 2010, estas zonas fueron responsables de todo el incremento del consumo de petróleo a escala mundial de este año. Por otro lado, la oferta no-OPEP parece incapaz de elevar su producción, lo que, junto con el declive de los campos y la salida del sistema del crudo libio por la crisis, han mantenido al mercado en una situación de escasez de oferta, a pesar de la débil demanda.

Esta situación de los fundamentos es la que ha planteado un suelo de los precios del Brent por encima de los 100 dólares durante este año, incluso en un contexto como el actual, en el que se plantean serias dudas sobre el desempeño económico mundial, con un alto riesgo de recesión en varias economías desarrolladas, y en el que la potencialidad del conflicto en el Norte de África y Oriente Medio se ha reducido notablemente.

Al cierre de 2011, la media del precio del crudo Brent se situó en los 111 dólares por barril. Este nivel de precios supone un máximo histórico en términos anuales, superando los niveles de 2008 en 12,7 dólares. Otro punto importante es que en términos de euro, la media actual del crudo Brent se sitúa en 80 euros por barril, en concreto 12,5 euros por encima de la correspondiente de 2008. Los escenarios son distintos. Ahora con un euro más debilitado por los problemas de deuda soberana en varios países, la presión inflacionista puede hacer mayor desgaste en Europa. Por su parte, la media del crudo West Texas Intermediate (WTI) fue de 95 dólares por barril, 5 dólares por debajo de la correspondiente de 2008. El contraste entre la evolución de los crudos Brent y WTI responde en gran medida a la desconexión de este último de los mercados internacionales. El diferencial entre ambos se ha exacerbado, llegando a situarse el WTI más de 29 dólares por debajo del Brent, en cotizaciones diarias. Detrás del incremento del diferencial está tanto el escenario de sobreoferta de crudo aún presente en la región de Cushing, Oklahoma -centro de distribución del WTI- como la crisis en Libia, que ha afectado en mayor medida a Europa. A finales del año, el diferencial se volvió a situar en los 11 dólares a favor del Brent, pero la media anual supera los 16 dólares.

ACTIVIDADES DEL GRUPO

La actividad del Grupo se desarrolla en cinco áreas de negocio, que se corresponden con las principales divisiones de su estructura organizativa:

- Tres negocios estratégicos integrados, que incluyen las operaciones desarrolladas por las entidades del Grupo (excepto YPF y Gas Natural Fenosa) en las siguientes áreas:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
  - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo.
- Dos participaciones estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; a 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43 % en YPF, S.A., que es integrada globalmente en los Estados Financieros Consolidados; y
  - Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad; a 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 30,01 % en Gas Natural Fenosa, que es integrada proporcionalmente en los Estados Financieros Consolidados.

PLAN HORIZONTE 2014

En febrero de 2011 se presentó a los mercados una actualización de las principales magnitudes económicas del plan Horizonte 2014, confirmándose la validez y vigencia de sus principales líneas estratégicas:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
  - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial minero y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han transformado a la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.

- La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. La compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo, aprovechando ocasionalmente oportunidades de crecimiento inorgánico que aporten valor y fortalezcan el portafolio.
- El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con un ratio de reemplazo de reservas estimada superior al 110%.

- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
  - En el cuarto trimestre de 2011 se han culminado los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena, cumpliéndo con los plazos y presupuestos previstos. Las nuevas instalaciones permitirán impulsar los márgenes de explotación y consolidar la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
  - La inmejorable posición desarrollada por el negocio de Downstream de Repsol permitirá capitalizar la recuperación económica y lograr así una sólida generación de caja para el Grupo.
- YPF: capturar el valor oculto de la compañía
  - YPF es la compañía líder en Argentina, un mercado en crecimiento que ofrece numerosas oportunidades de negocio. La transición energética que se está dando en el país hacia precios internacionales y la rigurosa gestión de las inversiones y los costes permitirá lograr el objetivo de crecimiento de resultados y dividendos.
- Gas Natural Fenosa: liderazgo en la convergencia de gas y electricidad
  - Creación de una compañía líder integrada en gas y electricidad, que posibilitará la generación de caja estable para el Grupo.

Las claves para generar valor en los distintos negocios y una rigurosa disciplina financiera permitirán al Grupo alcanzar el objetivo último del plan: maximización del valor creado para el accionista.

Durante el año 2011 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de 6.472 millones de euros de inversiones de explotación. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en Brasil, Perú, Venezuela y Estados Unidos); la finalización y puesta en operación de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la actividad exploratoria en Upstream (Bolivia, Brasil, Sierra Leona, Liberia, Guyana, Noruega y Perú); y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol.

Los descubrimientos realizados en los últimos años y la adquisición de nuevo dominio minero sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Adicionalmente, se aprovechan algunas oportunidades inorgánicas que permiten incrementar la aportación de valor, especialmente a corto plazo, potenciando el peso de los activos en países productores con menor riesgo:

- En la Federación Rusa se ha firmado un acuerdo de entendimiento con Alliance Oil Company para la producción y exploración de hidrocarburos y se ha adquirido la compañía Eurotek, con activos exploratorios en avanzada fase de desarrollo y delineación.

- En EEUU se han adquirido bloques exploratorios en la prolífica cuenca North Slope de Alaska y se ha firmado una *joint venture* con la compañía americana SandRidge Energy para la exploración y producción de bloques ricos en hidrocarburos no convencionales en la cuenca Mississippian Lime.

Las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2011 en sus respectivas líneas estratégicas:

- YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizándose en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación), avanzando en la gestión comercial y la optimización operativa y explorando el potencial de los recursos no convencionales.
- Gas Natural Fenosa, materializando las sinergias tras la compra e integración de Unión Fenosa y con una eficaz gestión de la deuda contraída para dicha operación.

RESULTADOS

Los resultados del Grupo en los años 2011 y 2010 son los siguientes:

Millones de euros	2011	2010
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**4.805**	**7.621**
Upstream	1.413	4.113
GNL	386	105
Downstream	1.207	1.304
YPF	1.231	1.453
Gas Natural Fenosa	887	881
Corporación y ajustes	(319)	(235)
RESULTADO FINANCIERO	**(822)**	**(1.008)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	75	76
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**4.058**	**6.689**
Impuesto sobre beneficios	(1.514)	(1.742)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	**2.544**	**4.947**
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(351)	(254)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**2.193**	**4.693**

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2011 se situó en 2.193 millones de euros. El resultado de explotación fue de 4.805 millones de euros y el EBITDA se cifró en 8.440 millones de euros. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 1,80 euros.

En 2010, el resultado neto ascendió a 4.693 millones de euros, el resultado de explotación a 7.621 millones de euros y el EBITDA a 9.196 millones. En este ejercicio tuvo un impacto destacado el acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil. Tras esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Sinopec Brasil y Sinopec el 40% restante. El acuerdo asegura la financiación del desarrollo de los descubrimientos en Brasil, en concreto Guará, Carioca y Panoramix, así como la puesta en valor de los mismos, reflejando una estimación del valor de dichos activos por encima de 10.600 millones de dólares.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) pasó de 4.113 millones de euros en 2010 a 1.413 millones a 31 de diciembre de 2011. El resultado de 2010 incluye una plusvalía, por importe de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo entre Repsol y Sinopec. Sin tener en cuenta esta plusvalía y la variación entre ambos ejercicios del efecto en resultados del registro del test de deterioro del valor de los activos (ver nota 9 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011), el resultado del área de Upstream disminuye en 2011 fundamentalmente por la caída de la producción como consecuencia de la suspensión de las operaciones en Libia durante buena parte del año y por el impacto en los ingresos de la depreciación del dólar frente al euro, todo ello atenuado por los mayores precios internacionales de crudo y gas en el período y los menores costes exploratorios.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2011 ha generado un resultado de 386 millones de euros, lo que representa un incremento de 281 millones de euros respecto a 2010, debido fundamentalmente a mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Perú LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL en 2011.

El resultado de explotación del área de Downstream se situó en 1.207 millones de euros, frente a los 1.304 millones del ejercicio anterior. Esta disminución de resultados se explica fundamentalmente por los menores márgenes del negocio de Refino y por los menores volúmenes en los negocios comerciales, como consecuencia de la crisis económica, a pesar de la recuperación del negocio químico en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

Por su parte, YPF cerró 2011 con un resultado de explotación de 1.231 millones de euros, lo que supone un descenso del 15,3% en comparación a los 1.453 millones de euros correspondientes a 2010. La disminución es consecuencia, principalmente, del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, de la inflación de costes y de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus (ver nota 2 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011). Los mayores ingresos derivados de las ventas de combustibles en las estaciones de servicio y de productos con precios ligados a cotización internacional no pudieron compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 887 millones de euros, en línea con el obtenido en el ejercicio anterior.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2011 fue negativo por 822 millones de euros, frente a los 1.008 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente a un menor gasto en intereses netos de la deuda, principalmente por mayores saldos medios de las inversiones financieras unidos a tipos de remuneración más elevados.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.514 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 38,0% (26,3% en 2010, tipo inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atípicas realizadas en este año, como la operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc).

SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2011, Repsol YPF mantiene una sólida posición financiera.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 6.775 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, frente a los 1.697 millones del ejercicio anterior, destacando el impacto por la operación de adquisición de acciones propias representativas del 10% del capital social de Repsol YPF, S.A. realizada el 20 de diciembre de 2011 por importe de 2.572 millones de euros, y por la amortización el 8 de febrero de 2011 de las acciones preferentes emitidas por Repsol International Capital por un importe nominal de 725 millones de dólares. Como hecho posterior al cierre, el 11 de enero de 2012 se ha producido la venta de la mitad de las acciones propias adquiridas el 20 de diciembre. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, la deuda financiera neta ex Gas Natural Fenosa se situó en 9.775 millones a 31 de diciembre 2011 frente a los 5.265 millones a 31 de diciembre de 2010.

La posición de liquidez del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó a cierre de diciembre en 5.989 millones de euros (incluyendo líneas de crédito no dispuestas), a pesar de las operaciones anteriormente mencionadas. Adicionalmente, esta liquidez se ha visto incrementada durante el mes de enero por la venta de autocartera mencionada y la emisión de un bono por importe de 750 millones de euros.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2011 se situó en 11.663 millones de euros frente a los 7.224 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. Considerando las acciones preferentes, la deuda financiera neta a cierre de 2011 se situó en 14.842 millones de euros, frente a 10.972 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

Durante 2011 los pagos por inversiones han alcanzado la cifra de 6.255 millones de euros. Las inversiones de explotación por negocios se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

En el epígrafe de desinversiones merece la pena destacar las importantes desinversiones realizadas por Gas Natural Fenosa.

Por otro lado, cabe señalar la venta de 88.011.085 acciones de YPF (correspondientes a una participación del 22,38% en dicha sociedad), destacando el ejercicio de la opción de compra de un 10% por el grupo Petersen. Esta venta se ha instrumentado, en parte, a través de un préstamo de Repsol al Grupo Petersen por importe de 626 millones de dólares.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. cotizan en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). Hasta el pasado 4 de marzo de 2011, las acciones, en forma de American Depositary Shares (ADS), cotizaban en la Bolsa de Nueva York

(New York Stock Exchange). Desde el pasado 9 de marzo de 2011, su programa de ADS cotiza en el mercado OTCQX.

Los dividendos abonados por Repsol YPF a sus accionistas durante 2011 ascendieron a 1.282 millones de euros, correspondientes a un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2010 de 0,525 euros por acción, abonado en enero de 2011, y un dividendo complementario del ejercicio 2010, también de 0,525 euros por acción, abonado en julio de 2011. Adicionalmente, el Consejo de Administración aprobó el 30 de noviembre de 2011 la distribución de un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2011 de 0,5775 euros por acción, lo que supone un incremento del 10% respecto del dividendo a cuenta del ejercicio 2010, y que se ha abonado a los accionistas el 10 de enero de 2012.

Como se ha comentado anteriormente, el 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió un total de 122.086.346 acciones representativas de un 10% de su capital social, con valor nominal de un euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre. Esta adquisición vino motivada por la decisión comunicada por los bancos acreedores de Sacyr Vallehermoso de no renovar el crédito concedido en su día a esa compañía para la adquisición de un 20% del capital de Repsol, o de condicionar su refinanciación parcial a la venta de un 10% de esta última. La adquisición de este paquete se realizó a un precio de 21,066 euros por acción.

Repsol YPF adquirió en 2011 6.685.499 acciones propias adicionales, representativas del 0,55 % del capital social, con valor nominal de un euro por acción, por un importe de 125 millones de euros. Las mencionadas acciones fueron enajenadas por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros, lo que supuso una plusvalía de 15 millones de euros, registrada en “Otras reservas”.

Por otro lado, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, la Compañía adquirió un total de 298.117 acciones de Repsol YPF, S.A., representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ascendió a 6,6 millones de euros, que entregó a empleados del Grupo de acuerdo con el citado plan.

Las adquisiciones anteriores se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

A 31 de diciembre de 2011, las acciones propias mantenidas por Repsol YPF o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 10% de su capital social.

Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros netos y líneas de crédito sin usar disponibles que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los dos próximos años, y cubren el 49% de la totalidad de su deuda bruta y el 41% de la

misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 55% de deuda bruta y más del 43% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras que están incluidas en los epígrafes de la nota 12 de las Cuentas Anuales Consolidadas como “Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados”, “Préstamos y partidas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento” (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), ascienden a 5.137 millones de euros, de los cuales 4.129 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.225 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 4.666 millones de euros al cierre de 2010 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.482 y 5.690 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, de las cuales el 80% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2012.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

Millones de euros, excepto los ratios		31 de diciembre			
		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
		2011	2010	2011	2010
I	Deuda financiera neta	11.663	7.224	6.775	1.697
II	Acciones preferentes	3.179	3.748	3.000	3.568
III	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	14.842	10.972	9.775	5.265
IV	Capital empleado	41.885	36.958	36.329	30.777
	Deuda financiera neta entre capital empleado(I/IV)	27,8%	19,5%	18,6%	5,5%
	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	35,4%	29,7%	26,9%	17,1%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2011 se situó en el 18,6%, frente al 5,5% del ejercicio anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 26,9%, frente al 17,1% del ejercicio 2010. Estos ratios se han visto incrementados en 7 puntos por el impacto de la operación extraordinaria de compra de 10% de autocartera.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2011 se cifró en el 27,8% frente al 19,5% a 31 de diciembre de 2010. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 35,4% frente al 29,7% de 2010.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2011 y 2010:

Millones de euros	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2011	**2010**	**2011**	**2010**
Deuda neta al inicio del periodo	**7.224**	**10.928**	**1.697**	**4.905**
EBITDA	(8.440)	(9.196)	(7.014)	(7.688)
Variación del fondo de maniobra comercial	2.239	1.693	1.708	1.316
Inversiones (1)	6.207	5.091	5.547	4.468
Desinversiones (2)	(1.004)	(4.483)	(91)	(3.804)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.686	806	1.649	759
Operaciones de autocartera	2.557	-	2.557	-
Efectos tipo de cambio	13	617	11	535
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	(2.327)	(489)	(2.327)	(489)
Impuestos pagados	1.784	1.627	1.690	1.490
Variación del perímetro de consolidación (3)	71	(372)	(9)	(395)
Cancelación preferente americana	535	-	535	--
Intereses y otros movimientos	1.118	1.002	822	600
Deuda neta al cierre del periodo	**11.663**	**7.224**	**6.775**	**1.697**

(1) En 2011 y 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 48 y 15 millones de euros, respectivamente, para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.
(2) Igualmente, en 2011 y 2010 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 39 y 88 millones de euros, respectivamente, para el Grupo Consolidado. Adicionalmente, destacar que la desinversión de Gas Natural Fenosa en su ciclo combinado de Arrúbal en 2011 incluyó una operación de financiación al comprador.
(3) Corresponde en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol YPF:

	Standard & Poor's	**Moody's**	**Fitch**
Deuda a corto plazo	A-2	P-2	F-2
Deuda a largo plazo	BBB	Baa1	BBB+

FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta.

Futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de la compañía.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Incertidumbre en el contexto económico. El agravamiento de la crisis de deuda en la Zona Euro ha conducido a la economía mundial a una fase que requiere reformas para evitar un mayor deterioro de las perspectivas económicas globales. La moderación del ritmo de crecimiento de la economía mundial podría hacer que aumentasen las tensiones sociales y las tentaciones a recurrir al proteccionismo. Asimismo, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito, y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF. En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes -que sacuden sobre todo el Golfo de México-; el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2011, la cotización media del precio del crudo Brent ascendió a 111,26 dólares por barril, frente a una media de 63,69 dólares por barril registrada durante el período 2002-2011. En dicho decenio, el precio medio anual máximo fue de 111,26 dólares por barril, registrado en 2011, y el precio medio anual mínimo fue de 25,02 dólares, correspondiente a 2002. En 2011, el rango de cotizaciones para el crudo (Brent) se situó aproximadamente entre 94 y 126 dólares por barril.

Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

Regulación de las actividades de Repsol YPF. La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas

extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF responden al marco normativo del país y/o las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos. Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas. Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además, algunos de los proyectos de

desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Brasil y la selva amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol YPF podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

Localización de las reservas. Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Durante 2011, Libia se ha encontrado inmersa en una situación de conflicto bélico. Como consecuencia de ello, desde el 5 de marzo de 2011 la producción del Grupo en Libia estuvo suspendida, reanudándose de forma paulatina a finales de año. A 31 de diciembre de 2011 el 0,9% del total activo consolidado de Repsol YPF está localizado en Libia y corresponde en su mayoría a actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo, el 1,2% de la producción de hidrocarburos total anual del

grupo en el ejercicio 2011 se generó en Libia (4,5% en 2010).

Estimaciones de reservas de petróleo y gas. Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Entre los factores que Repsol YPF controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el know-how; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol YPF, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado. El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que

se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela, España y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica. La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

Presencia significativa en Argentina. A 31 de diciembre de 2011 y de 2010, aproximadamente el 20% y el 19%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose sobre todo de actividades de exploración y producción. Estos activos corresponden fundamentalmente a YPF, S. A. y filiales. A 31 de diciembre de 2011 la participación del Grupo en dicha sociedad asciende al 57,43%. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 28% a 31 de diciembre de 2011 y al 20% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde 2003 hasta 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. No obstante, y después de un proceso de recuperación iniciado en 2010, la economía argentina ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9% en 2010 y, según cifras preliminares, superior a esta cifra en 2011. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las commodities, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;

- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- eventuales alteraciones del marco regulatorio actual mediante la adopción de medidas gubernamentales y/o cambios legislativos que llegasen a afectar a las operaciones del Grupo y a la rentabilidad esperada de las mismas (incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos; establecimiento de tarifas para la adquisición de servicios o bienes que son necesarios para el ejercicio de las actividades; renegociación o cancelación de contratos, cambios en políticas que afecten al comercio o la inversión, etc)
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino, y las restricciones de acceso al mercado cambiario, tanto para el pago de obligaciones como de dividendos al exterior.

En los últimos años se han incrementado los gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, "Marco Regulatorio - Argentina" de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar en el mercado local una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente. Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente

contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades propias del grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

Riesgo de liquidez. Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Ver capítulo sobre liquidez en el apartado de "Prudencia financiera" de este Informe de Gestión.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero alineados con las mejores prácticas.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Riesgo de mercado

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras, predominantemente denominadas en dólares estadounidenses. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede realizar coberturas a través de derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance. Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción; por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

- **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente “Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF” y “Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).

- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la nota 20, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la 21, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

ÁREAS DE NEGOCIO

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	2011	2010
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos (1)	**109.059**	**125.653**
GNL:		
Producción trenes licuación (2) (3)	**5,4**	**5,1**
GNL comercializado (3)	**11,0**	**6,7**
Downstream:		
Capacidad de refino (4)	**998**	**878**
Europa (5)	896	776
Resto del mundo	102	102
Crudo procesado (6) (7)	**31,5**	**34,4**
Europa	27,9	28,7
Resto del mundo	3,6	5,7
Número de estaciones de servicio	**4.506**	**4.447**
Europa	4.211	4.182
Resto del mundo	295	265
Ventas de productos petrolíferos (6) (8)	**37.805**	**38.613**
Europa	33.548	32.429
Resto del mundo	4.257	6.184
Ventas de productos petroquímicos (8)	**2.659**	**2.618**
Por Región:		
Europa	2.312	2.263
Resto del mundo	348	355
Por producto:		
Básicos	889	874
Derivados	1.770	1.744
Ventas de GLP (8)	**3.033**	**3.108**
Europa	1.486	1.680
Resto del mundo	1.547	1.428
YPF:		
Producción neta de hidrocarburos (1) (9)	180.700	197.442
Capacidad de refino (4) (10)	333	333
Crudo procesado (7) (10)	14,7	15,4
Número de estaciones de servicio (11)	1.557	1.653
Ventas de productos petrolíferos (8) (10)	14.144	14.146
Ventas de productos petroquímicos (9)	1.639	1.563
Ventas de GLP (8) (10)	456	422
Ventas de gas natural (3)	12,3	14,0
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural (12)(13)	395.840	411.556
Ventas de distribución de electricidad (12)(13)	54.067	54.833

(1) Miles de barriles equivalentes (kbep).
(2) Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 3,2 bcm en 2011 y 2,8 bcm en 2010 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.
(3) Billones de metros cúbicos (bcm).
(4) Miles de barriles por día (kbbl/d)
(5) La capacidad reportada incluye la participación en ASESA.
(6) La información de 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.
(7) Millones de toneladas.
(8) Miles de toneladas.

(9) Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 718 y 777 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2011 y 2010, respectivamente, que corresponden a Estados Unidos.
(10) Incluye el 50% de participación en Refinerías del Norte, S.A. ("Refinor").
(11) Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".
(12) Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,13% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2010 y del 30,01% a 31 de diciembre de 2011, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.
(13) Gigavatios hora (GWh).

Abreviaturas de unidades de medida

"bbl"……	Barriles
"bcf"……	Billones de pies cúbicos
"bcm"…….	Billones de metros cúbicos
"bep"…….. ……..	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu"…… …….	British thermal unit
"GWh"…… ……..	Gigavatios por hora
"kbbl"…….	Miles de barriles
"kbbl/d"……..	Miles de barriles por día
"kbep"……	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km²"……..	Kilómetros cuadrados
"Mbbl"…… ……..	Millones de barriles
"Mbep"……... ……..	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm^3/d"……. ……..	Millones de metros cúbicos por día
"Mscfd"……. ……..	Millones de pies cúbicos diarios
"MW"……..	Megavatios
"MWe"……	Megavatios eléctricos
"MWh"……	Megavatios por hora
"TCF"…….	Trillones de pies cúbicos

UPSTREAM

ACTIVIDADES

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural excluidas las realizadas por YPF. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el incremento de su presencia en países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos. Para ello, durante los últimos años se ha materializado un exitoso esfuerzo en inversión en capital humano para favorecer el crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales, y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. Entre estas últimas áreas destacan especialmente el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, en producción desde 2009, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y el offshore de Brasil.

Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Venezuela, Perú, Bolivia y Brasil, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África occidental, Indonesia, Alaska y Rusia.

Dentro de la estrategia de diversificación geográfica, en 2011 ha destacado la incorporación de áreas de alto potencial en Alaska, Rusia, Irlanda, Irak, Túnez y Portugal.

En 2011 Repsol adquirió una participación del 70% en el proyecto North Slope, que se encuentra en una de las zonas más prolíficas de Alaska, con importantes yacimientos descubiertos y con un riesgo exploratorio moderado. Se trata de más de 150 bloques exploratorios ubicados en las cercanías de grandes campos ya en producción.

El primer trimestre de 2012 marca el inicio de las actividades de perforación exploratoria en el North Slope. La entrada en este proyecto aumenta la presencia de la compañía en países OCDE y fortalece la estrategia de equilibrar la cartera de dominio minero exploratorio con activos de riesgo reducido en un entorno estable.

En diciembre de 2011 se firmó un importante acuerdo con Alliance Oil Company para la creación de una sociedad conjunta (AROG) que servirá de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. La nueva sociedad conjunta estará valorada en aproximadamente 840 millones de dólares tras la aportación de activos y capital por parte de los accionistas. Alliance Oil poseerá el 51% del accionariado de dicha sociedad y Repsol, el 49% restante.

Según el acuerdo, Alliance transferirá sus filiales de Upstream Saneco y Tatnefteodatcha, con activos que producen actualmente unos 20.500 barriles de petróleo al día, y licencias para exploración y producción que suponían reservas 2P (probadas y probables) de unos 171,5 millones de barriles a 31 de diciembre de 2010. Estos activos están valorados en unos 570 millones de dólares. Por su parte, Repsol aportará capital y adquirirá el resto a Alliance hasta alcanzar una participación del 49% en la sociedad conjunta. Además de la explotación de los activos que aporta Alliance Oil, el acuerdo incluye la búsqueda de oportunidades de exploración y el crecimiento a través de activos en producción en la Federación Rusa.

Repsol tiene en la actualidad un 3,7% del accionariado de Alliance Oil como resultado de la fusión de West Siberian Resources y la energética rusa en 2008.

Este acuerdo pretende combinar el conocimiento y el acceso privilegiado a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con el know-how y la capacidad técnica de Repsol, creando así una alianza a largo plazo en exploración y producción.

En febrero de 2011 se cerró la adquisición del 74,9% de las acciones de la compañía rusa Eurotek-Yugra, que tiene la titularidad de las licencias de exploración y producción de los bloques Karabashsky 1 y 2 en la prolífica cuenca de West Siberia. Posteriormente, se obtuvo a través de esta compañía la adjudicación de cinco nuevas licencias exploratorias en la ronda 2011, también en la cuenca de West Siberia.

En diciembre se anunció el acuerdo alcanzado para la compra de la compañía rusa Open Joint Stock Company Eurotek (Eurotek), poseedora de licencias de exploración y producción en Siberia Occidental. La transacción cuenta con la aprobación del Servicio Federal Antimonopolio de la Federación Rusa. Entre los activos adquiridos se incluyen las licencias de los campos de gas Syskonsyninskoye (SK), que se encuentra en fase de desarrollo muy avanzada y que entrará en producción en 2012, y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK), que está en la última fase de delineación y podría empezar a producir en 2016. Repsol incorporará en 2012 estos activos a la sociedad conjunta con Alliance Oil, como parte de su compromiso de aportar activos y capital a dicha *joint venture*. Los campos YK y SK añadirán a AROG reservas 2P (probadas y probables) por unos 115 Mbep, que se suman a los 171,5 millones de barriles de petróleo incorporados por Alliance a la *joint venture* a través de sus filiales de Upstream Saneco y Tatnefteodatcha.

Repsol adquirió en 2011 un 25% de la participación de ExxonMobil y ENI en el proyecto Dunquin, situado en aguas profundas de Irlanda. Consiste en un área exploratoria ubicada en la cuenca Porcupine, en el offshore suroeste de Irlanda. ExxonMobil es operador del área. El proyecto se encuentra en su segundo período exploratorio con prospectos perforables ya identificados que previsiblemente empezarán a ser perforados en 2013. Con esta operación, Repsol accede a nuevas oportunidades en un sistema petrolero probado de un país de la OCDE con términos contractuales y condiciones de mercado favorables.

También en Irlanda, en la ronda exploratoria "2011 Irish Atlantic Margin", Repsol obtuvo un 40% en el proyecto exploratorio "Newgrange", situado en la cuenca South Porcupien/Goban Spur del sur del país.

En Irak, tras negociaciones con las autoridades del país, durante las cuales se evaluaron diferentes bloques exploratorios y oportunidades de inversión, el ministro de Recursos Naturales confirmó en 2011 la adjudicación a Repsol de los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze, bajo la modalidad de reparto de producción (PSC). Los contratos PSC de estos bloques exploratorios se firmaron en julio. En el segundo semestre del año se abrió la oficina de Repsol en Erbil (Kurdistán).

En 2011 también se obtuvo la adjudicación de tres bloques exploratorios en el offshore de Túnez, en un área de alto potencial donde hasta la fecha no se han perforado pozos exploratorios. Los bloques tienen una lámina de agua de hasta 400 metros. Si en los próximos años se confirman las estimaciones actuales, podría tratarse de una nueva área petrolera.

En octubre de 2011 se firmaron los contratos exploratorios de los bloques Lagosta y Lagostím en aguas territoriales portuguesas. Los dos bloques tienen una lámina de agua de entre 500 y 1.500 metros, y están situados a una distancia de la costa de entre 15 y 100 kilómetros.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios y en el desarrollo y puesta en producción eficiente de los mismos. Dentro de este proceso de materialización del futuro crecimiento destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2011 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá/Panoramix), Venezuela (Cardón IV y Carabobo), Bolivia (Margarita-Huacaya), Perú (Kinteroni), Argelia (Reggane) y Libia (I/R).

Muchos de estos proyectos se desarrollan en áreas offshore, donde Repsol se está consolidando como una de las empresas más competitivas y con más experiencia en exploración y producción, y continuará apostando decididamente por ello. En los últimos años, Repsol ha aumentado significativamente sus esfuerzos en el ámbito de

la exploración y ha aprovechado su experiencia técnica para convertirse en una compañía importante en la exploración offshore.

En sus operaciones, especialmente en aguas profundas, Repsol aplica las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, y cumple estrictamente con todas las regulaciones, con el objetivo de formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

En septiembre se inauguró en Barcelona el "Repsol-BSC Research Center", un centro de investigación tecnológicamente puntero y cuyo objetivo es profundizar y estabilizar la cooperación entre Repsol y el Barcelona Supercomputing Center (BSC). Esta colaboración permite abordar múltiples proyectos de investigación en áreas de interés para las operaciones de Repsol. El centro es una prueba de la apuesta de la compañía por la investigación tecnológica y de las ventajas que el BSC aporta a la industria española. Los programas iniciales son la continuación del proyecto Caleidoscopio y se centran en la mejora de la generación de imágenes del subsuelo mediante métodos sísmicos y electromagnéticos, de gran importancia para las operaciones en aguas profundas, entre otras.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 31 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 23 de ellos.

En los últimos cinco años, Repsol ha incrementado notablemente tanto sus actividades exploratorias en tierra como en mar, consiguiendo grandes descubrimientos de gas y petróleo a escala mundial. Adicionalmente, la unidad de Upstream de Repsol logró en 2011 un ratio de reemplazo de reservas probadas récord, alcanzando un 162%, lo que incluso supera el buen ratio del 131% del ejercicio anterior, y ha incorporado recursos que fortalecen significativamente sus perspectivas de futuro.

Pozos exploratorios terminados

	2011 (1)							
	Positivos		**Negativos**		**En evaluación**		**Total**	
	Brutos	**Netos**	**Brutos**	**Netos**	**Brutos**	**Netos**	**Brutos**	**Netos**
Europa	-	-	1	*	-	-	1	*
América del Sur	2	*	1	*	-	-	3	*
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	2	*	1	*	-	-	3	*
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	1	*	-	-	1	*
África	1	*	4	2	-	-	5	2
Asia	-	-	1	*	-	-	1	*
Total	**3**	*****	**8**	**3**	**-**	**-**	**11**	**4**

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	1	*	-	-	-	-	1	*
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**4**	**1**	**8**	**3**	**-**	**-**	**12**	**4**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Pozos de desarrollo terminados

	2011 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Sur	75	22	6	2	-	-	**81**	**24**
Trinidad y Tobago	2	*	-	-	-	-	**2**	*
Resto de países de América del Sur	73	21	6	2	-	-	**79**	**23**
América Central	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Norte	2	*	1	*	-	-	**3**	*
África	3	*	-	-	-	-	**3**	*
Asia	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total	**80**	**23**	**7**	**3**	**-**	**-**	**87**	**25**
	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	47	13	4	2	7	3	58	18
Trinidad y Tobago	2	1	1	*	-	-	3	1
Resto de países de América del Sur	45	12	3	2	7	3	55	17
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	28	5	2	*	16	3	46	8
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**75**	**18**	**6**	**2**	**23**	**6**	**104**	**26**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo de desarrollo.

Actividad presente de Repsol por área geográfica						
	A 31 de Diciembre de 2011					
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques		Área neta (km^2) (2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	11	38	348	17.920	-	-
América del Sur	51	31	6.020	43.718	8	2
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Resto de países de América del Sur	44	31	3.658	43.718	8	2
América Central	-	1	-	2.108	-	-
América del Norte	7	444	479	7.698	-	-
África	5	34	2.692	119.371	2	*
Asia	-	9	-	24.979	-	-
Total	**74**	**557**	**9.539**	**215.792**	**10**	**2**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
(2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2011:

	2011			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
	(km^2)			
Europa	21	16	31.586	18.252
América del Sur	1.465	401	116.681	49.337
Trinidad y Tobago	170	63	5.409	2.300
Resto de países América del Sur	1.295	338	111.272	47.037
América Central	0	0	5.269	2.108
América del Norte	18	5	16.385	8.172
África	613	170	185.750	121.893
Asia	0	0	58.909	24.979
Total	**2.116**	**591**	**414.580**	**224.740**

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.
(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas del área de Upstream de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2011, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas

	Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa				
España	Poseidón Norte	100,00%	O	G
España	Boquerón Unit	61,95%	O	L
América del Sur				
Trinidad y Tobago	West Block	30,00%	NO	L - G
Trinidad y Tobago	TSP (POUI)	70,00%	O	L - G
Resto de países de América del Sur				
Brasil	Albacora Leste	6,00%	NO	L - G
Brasil	BM-S-9 (Carioca-Guará)	15,00%	NO	L
Bolivia	Sábalo	24,50%	NO	L - G
Bolivia	San Alberto	24,50%	NO	L - G
Bolivia	Margarita (Caipipendi)	37,50%	O	L - G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	NO	L
Ecuador	Block 16	55,00%	O	L
Ecuador	Tivacuno	55,00%	O	L
Perú	Bloque 56	10,00%	NO	L - G
Perú	Bloque 88	10,00%	NO	L - G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	O	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	NO	L
Venezuela	Quiriquire	40,00%	NO	L - G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	NO	L
América Central	---	---	---	---
América del Norte				
EE.UU.	Shenzi	28,00%	NO	L - G
África				
Argelia	TFR, TIM y BEQ (Issaouane)	59,50%	O	L
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	NO	L - G
Libia	NC-115	20,00%	NO	L
Libia	NC-186	16,00%	NO	L
Asia	---	---	---	---

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2011		A 31 diciembre 2010	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Europa	80,06	54,49	59,36	42,87
América del Sur	53,25	13,79	53,51	11,27
Trinidad y Tobago	77,25	13,31	60,00	10,72
Resto de países de América del Sur	47,19	14,78	51,34	12,73
América Central	-	-	-	-
América del Norte	76,04	47,09	57,22	38,98
África	74,81	-	59,99	-
Asia	-	-	-	-
TOTAL	60,51	14,23	55,51	11,65

Nota: corresponde a un dato origen en dólares convertido a tipo de cambio medio acumulado dólar/euro de cada periodo.

RESULTADOS

Resultado de explotación	**2011**	**2010**	**Variación 2011/2010**
Millones de euros			
América del Norte y Brasil	419	2.911	(86%)
Norte de África	99	642	(85%)
Resto del mundo	895	560	60%
Total	**1.413**	**4.113**	**(66%)**

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2011 fue de 1.413 millones de euros, frente a los 4.113 millones obtenidos en el ejercicio anterior. El EBITDA ascendió a 2.072 millones de euros, frente a los 2.478 millones de 2010. El resultado de 2010 incluye una plusvalía de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil.

Sin tener en cuenta esta plusvalía y la variación entre ambos ejercicios del efecto en resultados del registro del test de deterioro del valor de los activos, el resultado de explotación disminuye en 2011 debido a la suspensión de las operaciones en Libia, la caída de la producción fundamentalmente por la suspensión citada y la depreciación del dólar frente al euro, todo ello compensado parcialmente por el mayor precio del crudo y del gas y los menores costes de exploración.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 83,3 US$/barril (59,8 €/barril), frente a los 72,6 US$/barril (54,7 €/barril) de 2010. El precio medio del gas se situó en los 3,5 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 28,3% respecto al del ejercicio anterior. Estas variaciones están en línea con la variación experimentada por los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (*lifting cost*) alcanzó los 3,6 dólares por barril. Esta cifra es superior a la correspondiente al ejercicio 2010 (3,0 dólares por barril) debido a la disminución de la producción, principalmente en Libia y Trinidad y Tobago, que explica

la mayor parte de la variación, y en menor medida, por incremento de los costes. En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2009-2011 ha sido de 15,2 dólares por barril equivalente.

DESCUBRIMIENTOS

Repsol está obteniendo desde hace años un éxito exploratorio histórico. La compañía ha logrado numerosos e importantes descubrimientos en zonas prioritarias para Repsol como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Estos hallazgos han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro y cuya fase de desarrollo ya se está abordando con el objetivo de su puesta en producción. Alguno de estos descubrimientos, como los realizados en Brasil, Venezuela y Perú, estuvieron entre los mayores del mundo en su año.

En 2011 se produjeron tres nuevos descubrimientos, dos en Brasil (Gávea y Malombe) y uno en Libia (A1 130/4).

Repsol Sinopec Brasil (sociedad participada por Repsol en un 60%) y sus socios Statoil y Petrobras anunciaron en junio de 2011 un importante descubrimiento exploratorio en aguas ultraprofundas de Brasil con el sondeo Gávea. El pozo, localizado en el bloque BM-C-33 a 190 kilómetros de la costa de Río de Janeiro, se perforó bajo una lámina de agua de 2.708 metros, llegando a una profundidad final de 6.851 metros. El consorcio está analizando los resultados obtenidos en el pozo antes de continuar con el proceso de exploración y evaluación del área. Repsol Sinopec Brasil es la operadora del consorcio, con una participación del 35%. Statoil tiene otro 35% y Petrobras, un 30%. Según la publicación Information Handling Services (IHS), Gávea es uno de los diez mayores descubrimientos realizados en 2011.

El 4 de noviembre se anunció un descubrimiento offshore de gas en el postsal brasileño, en la cuenca de Espírito Santo con el sondeo Malombe, en el bloque BM-ES-21. Repsol Sinopec Brasil participa con un 11,1% en el consorcio y Petrobras, que es la compañía operadora, cuenta con el 88,9% restante.

El hallazgo se encuentra a 135 kilómetros de la ciudad de Vitoria, en la cuenca de Espírito Santo. El pozo se perforó en el sureste del Campo Peroá, bajo una lámina de agua de 980 metros. El descubrimiento fue confirmado tras diversas pruebas que permitieron detectar gas a una profundidad de 2.600 metros. El consorcio, que continuará realizando trabajos en el bloque, presentará a la Agencia Nacional de Petróleo Brasileña (ANP) un plan de evaluación para delimitar el yacimiento descubierto y hacer una estimación de su volumen y productividad.

En Brasil, debido a la dificultad de acceso a algunos depósitos (incluidas las áreas de Guará y Carioca) por tratarse de zonas de aguas profundas, las actividades de exploración y desarrollo suponen un reto tecnológico que Repsol está afrontando con éxito, como se demuestra en los numerosos descubrimientos realizados.

En el mes de enero se produjo en Libia un descubrimiento exploratorio en el bloque NC-115, situado en la cuenca de Murzuq, con el sondeo A1 130/4.

Adicionalmente, se encuentran en fase de terminación y evaluación los resultados positivos obtenidos en los pozos Abaré y Tingua, en Brasil. El 14 de noviembre Repsol Sinopec Brasil y sus socios Petrobras y BG Group anunciaron un descubrimiento de petróleo de alta calidad con el sondeo Abaré, en el área de Carioca, localizada en el bloque BM-S-9, aumentando el potencial de esta zona ubicada en la prolífica cuenca de Santos, en el presalino brasileño. El hallazgo está localizado 35 kilómetros al sur del pozo descubridor Carioca y a 293 kilómetros del litoral del Estado de São Paulo. Los análisis realizados han demostrado la existencia de petróleo de buena calidad, de

28° API, en reservorios carbonatados a una profundidad de 4.830 metros. Está previsto un test de formación para evaluar la productividad de estos almacenes.

En agosto de 2011 se terminó la perforación del sondeo Tingua en el bloque BM-S-44 (S-M-172), en la cuenca de Santos. Los socios son Repsol Sinopec Brasil (25%) y Petrobras (75%), que es la compañía operadora. Se encontró una columna de cerca de 40 metros de crudo en el reservorio carbonático presalino. Las muestras de hidrocarburos y el potencial del bloque están en evaluación.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 298.791 bep al día en 2011, lo que supone una disminución del 13,2% respecto a 2010.

El conflicto en Libia ha provocado la caída de la producción en dicho país a una cuarta parte de las cifras de 2010, y explica prácticamente las dos terceras partes de la caída total.

Adicionalmente, se ha experimentado principalmente en la segunda mitad del año una disminución de la producción de gas en Trinidad y Tobago por tareas de mantenimiento tanto en los trenes de licuefacción de Atlántic LNG como en las plataformas de producción; de menor entidad son el declino natural de Albacora Leste (Brasil), junto a una disminución de la participación en este activo tras el acuerdo alcanzado con Sinopec, y el efecto de la moratoria a la perforación en el Golfo de México de 2010, cuyo impacto ha continuado en la primera mitad de 2011.

En la parte positiva, se ha producido un incremento del 35% de la producción en Perú (mayoritariamente suministro de gas, durante todo 2011, a la planta de licuefacción de Perú LNG, que entró en servicio en 2010), y un cambio en los contratos de Ecuador, si bien no ha llegado a compensar las caídas anteriores.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica:

	2011			2010		
	Líquidos	Gas natural	Total	Líquidos	Gas natural	Total
	(Mbbl)	(bcf)	(Mbep)	(Mbbl)	(bcf)	(Mbep)
Europa	1	2	1	1	2	1
España	1	2	1	1	2	1
América del Sur	26	370	92	26	390	96
Bolivia	2	35	8	2	33	8
Brasil	2	-	2	3	1	3
Colombia	1	-	1	2	-	2
Ecuador	9	-	9	6	-	6
Perú	3	37	10	3	23	7
Trinidad y Tobago	5	250	49	6	282	56
Venezuela	5	47	13	4	51	14
América Central	-	-	-	-	-	-
América del Norte	10	3	10	10	3	11
Estados Unidos	10	3	10	10	3	11
África	4	12	7	16	12	18
Argelia	1	12	3	1	12	3
Libia	3	-	3	15	-	15
Asia	-	-	-	-	-	-
Producción total neta	**40**	**387**	**109**	**53**	**407**	**126**

Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2011 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	-	-
América del Sur	1.056	357	163	64
Trinidad y Tobago	99	69	48	16
Resto de países de América del Sur	957	288	115	48
América Central	-	-	-	-
América del Norte	14	4	-	-
África	113	27	79	24
Asia	-	-	-	-
Total	**1.191**	**394**	**242**	**88**

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.059	329	168	70
Trinidad y Tobago	99	69	47	16
Resto de países de América del Sur	960	260	121	54
América Central	-	-	-	-
América del Norte	12	3	-	-
África	230	46	77	23
Asia	-	-	-	-
Total	**1.309**	**384**	**250**	**97**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

RESERVAS

Al cierre de 2011, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.167 Mbep, de los cuales 393 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 774 Mbep (66%), a gas natural.

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (31%). Un 52% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil,

Ecuador…), el 12% en el norte de África (Argelia y Libia), el 4% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

En 2011, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con una incorporación total de 177 Mbep, destacando las incorporaciones del campo Perla en Venezuela, el proyecto Reggane en Argelia, la declaración inicial de Sapinhoa en Brasil y la revisión del plan de desarrollo de Kinteroni en Perú.

En 2011, se ha conseguido un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 162% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (141% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 174% en gas natural).

INVERSIONES

El área de negocio de Upstream realizó unas inversiones de explotación en 2011 que ascendieron a 1.813 millones de euros, un 62% superiores a las del ejercicio 2010 (1.119 millones de euros). La inversión en desarrollo representó el 43% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (19%), Bolivia (17%), Trinidad y Tobago (15%), Venezuela (13%), Perú (12%) y Brasil (12%). Las inversiones en exploración representaron un 40% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (38%), Brasil (20%) y Angola (14%). El resto de inversiones corresponde fundamentalmente a la adquisición de Eurotek en Rusia.

ACTIVIDADES EN LAS PRINCIPALES ZONAS GEOGRÁFICAS

Norteamérica

Estados Unidos

Repsol ha continuado fortaleciendo su portafolio de proyectos en Estados Unidos en línea con la estrategia de incrementar su presencia en países de la OCDE. Así, el 7 de marzo anunció que, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., se cerraba un acuerdo con las compañías “70 & 148, LLC” y “GMT Exploration, LLC” para la exploración conjunta de los bloques que estas dos últimas compañías tienen en el North Slope, que es una de las zonas más prolíficas de Alaska. Tras el acuerdo, Repsol participa con un 70% en estos bloques. Se trata de un conjunto de más de 150 bloques que se encuentran cerca de grandes campos en producción que tienen una extensión de aproximadamente 2.000 km^2. En la primera fase de evaluación, Repsol se compromete a realizar las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica del proyecto.

En febrero de 2012 se iniciaron las actividades de perforación exploratoria. El área se compone de dos partes: un proyecto en fase de delineación y un conjunto de prospectos exploratorios. Los bloques están inmediatamente al sur de los 71 situados en el Mar de Beaufort, donde la compañía controla un 20%.

El North Slope de Alaska es un área especialmente prometedora, con importantes yacimientos descubiertos y un riesgo exploratorio reducido. Con la entrada en este proyecto, Repsol incrementa su presencia en países de la OCDE y fortalece su estrategia de equilibrar el portafolio de exploración con activos de bajo riesgo a través

de oportunidades onshore en un entorno estable. “70 & 148, LLC” y “GMT Exploration, LLC” son dos compañías privadas dedicadas a la exploración petrolífera con sede en Denver (Colorado). Ambas han trabajado conjuntamente en proyectos exploratorios en Alaska durante más de una década y constituyen uno de los consorcios con mayor presencia en ese estado. Repsol confía en que su experiencia internacional, combinada con el conocimiento local de sus socios, genere valor a corto y medio plazo.

Asimismo, destaca la presencia en aguas profundas del Golfo de México estadounidense, donde Repsol participa con un 28% en el importante proyecto de producción de petróleo Shenzi y en un buen número de bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a materializarse en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

El campo Shenzi, cuya producción se inició en marzo de 2009 a través de su propia plataforma, es uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre del ejercicio se encontraban en producción doce pozos a través de la plataforma Shenzi y dos más a través de la plataforma Marco Polo. En 2011 se perforaron dos sondeos de producción. El primero de ellos, el SB-201, recibió el 15 de marzo la autorización de la administración estadounidense para continuar con su perforación (suspendida en 2010 por la moratoria que fue levantada en octubre de 2010) y se finalizó en mayo, comenzando a producir en el mes de junio con un ratio inicial de 17.000 bopd. El segundo sondeo de producción autorizado, el SB-101, se terminó de perforar en septiembre y comenzó a producir en octubre. Hasta el momento, el comportamiento de los reservorios es el previsto en los modelos desarrollados.

En 2011 se avanzó en la construcción de las instalaciones y la perforación de los sondeos de inyección de agua en Shenzi para mantener la presión y potenciar la producción.

También se recibió la autorización para perforar el sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin. Éste se terminó en octubre con resultado positivo, lo que permite confirmar el elevado potencial del yacimiento y ofrecer información importante para definir el plan de desarrollo del campo enfocado a iniciar su producción entre 2017 y 2018. Como operador del proyecto en su fase exploratoria, Repsol realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con una profundidad total de unos 9.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

En diciembre de 2011 se anunció el acuerdo, ratificado en los primeros días de enero de 2012, con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16% y del 25% en dos áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas.

Esta inversión supondrá la incorporación de producción y reservas a partir de 2012. Se estima que la producción neta de Repsol en estas áreas alcance en 2019 un pico de 90.000 bep al día. Se prevén perforar más de 200 pozos productores horizontales durante 2012 y superar los 1.000 en 2014, en una superficie de 6.900 km^2. Missisippian Lime es un yacimiento con una elevada producción histórica y recursos probados, rico en petróleo ligero y gas que se produce a partir de carbonatos fracturados. Existe una extensa infraestructura en el área que opera desde hace más de 30 años y que permitirá una rápida puesta en producción y la comercialización de estos hidrocarburos.

La cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que se encuentra en diferentes fases y está conformada por más de 440 bloques, sitúa a este país como una de las áreas estratégicas de crecimiento de la compañía.

Canadá

Repsol obtuvo a finales del ejercicio dos nuevos bloques exploratorios en la ronda offshore 2011 en el este de Canadá, dentro del consorcio en el que participa con un 10% junto a dos socios con experiencia en la zona (Chevron y Statoil). Estos bloques se han incorporado al dominio minero oficial de la compañía en 2012.

Los dos bloques son el NL11-02-01 y NL11-02-02, que se sitúan en la cuenca de Flemish Pass, en el offshore de Newfoundland y Labrador, al oeste del descubrimiento realizado por Statoil con el sondeo Mizzen.

Estos bloques se unen a los que la compañía ha obtenido en el período 2008-2010 en las áreas offshore de Newfoundland-Labrador, Central Ridge y Jeanne d'Arc, conformando un creciente número de proyectos exploratorios en Canadá. En 2011 se llevaron a cabo trabajos sísmicos (1.789 km^2 de sísmica 3D) para definir el inventario de prospectos perforables.

Latinoamérica

Brasil

Con otros dos descubrimientos en 2011 (sondeos Gávea y Malombe), Brasil ha vuelto a poner de relieve el éxito exploratorio obtenido por Repsol en los últimos años. En el prolífico bloque BM-S-9 en la cuenca de Santos, se han generado dos importantes proyectos de desarrollo en las áreas de Guará y Carioca donde en 2011 se han dado relevantes pasos para su puesta en producción, lo que supondrá una base importante del crecimiento de los niveles de producción de la compañía. También en este bloque se han realizado los descubrimientos de Abaré Oeste e Iguazú (2009) y de Abaré (en evaluación final en 2011), lo que aumenta el potencial de recursos desarrollables en la zona.

Adicionalmente, dentro del plan de evaluación de Guará y Carioca, en 2011 resultaron positivos cuatro sondeos de evaluación (Guará Norte, Guará Sul, Guará ADR1 y Carioca NE), lo que permite reconfirmar el elevado nivel de recursos de hidrocarburos existentes en ambas áreas.

En diciembre de 2011 se presentaron a la ANP la declaración de comercialidad de Guará (que a partir de entonces pasa a denominarse Sapinhoá) y el informe final del plan de evaluación del área. Durante el año avanzaron los trabajos que permitirán su puesta en producción durante 2013. Se perforaron tres sondeos de evaluación (Guará Norte, Guará Sul y Guará ADR1) con resultados positivos. También se finalizó la prueba extensa de producción (EWT), que se había iniciado a finales de diciembre de 2010. El resultado del test de producción arrojó unos resultados muy positivos, tanto en lo referente a la productividad como a la conectividad y permeabilidad del yacimiento. Se alcanzaron producciones diarias de más de 30.000 barriles de petróleo.

La plataforma de producción FPSO "Cidade de Sao Paulo" llegó en 2011 a los astilleros de Brasfels, situados en Angra dos Reis (Brasil), para completar su fase final de construcción (integración de los *topsides*). Se estima que estará finalizada en el segundo semestre de 2012, lo que permitirá iniciar la producción del área sur de Guará en 2013.

También en 2011 se firmó el contrato de alquiler de una segunda plataforma de producción ("FPSO Charter 4") para el área Norte de Guará, se inició la campaña de sísmica 3D de alta resolución y se acordó la adquisición de equipos submarinos necesarios para la producción.

En el área de Carioca, a principios de 2011 finalizó la perforación del sondeo de evaluación Carioca NE, con resultado positivo, lo que ha confirmado una vez más el potencial del área y ha permitido obtener datos definitivos para definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, prevista inicialmente para 2017. A mediados de octubre de 2011 comenzaron las EWT de Carioca NE, que se prevén terminar a principios del segundo trimestre de 2012. Los resultados preliminares obtenidos a finales de año son mejores a los esperados en un principio.

En función de los nuevos resultados que se obtengan, el consorcio prevé realizar más trabajos de evaluación para definir el potencial total del área de Carioca. Para ello, las autoridades brasileñas (ANP) han aprobado un programa adicional de actividades, extendiendo la fecha límite para la declaración de comercialidad hasta el 31 de diciembre de 2013. Por su parte, el cronograma del proyecto de desarrollo y puesta en producción del área de Carioca sigue según lo previsto.

En 2011 se continuó con el plan de evaluación y desarrollo del campo Piracucá (bloque BM-S-7). Se realizaron trabajos de perforación para obtener información que permita seleccionar la opción más adecuada para el desarrollo completo del bloque.

El plan de evaluación del descubrimiento Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674), se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) en agosto de 2011. Incluye la perforación durante los próximos tres años de un sondeo de evaluación con una prueba de producción DST contingente y la posibilidad de un segundo sondeo.

En febrero de 2012 Repsol ha anunciado un importante descubrimiento de petróleo en las aguas profundas de la cuenca de Campos en Brasil. El descubrimiento se ha producido con el sondeo Pão de Açúcar en el bloque BM-C-33 donde Repsol Sinopec Brasil es la compañía operadora con el 35% de participación. El pozo ha encontrado dos acumulaciones de hidrocarburos con una altura total de 500 metros, lo que da idea de la gran magnitud del descubrimiento. Pão de Açúcar se suma a los descubrimientos Seat y Gávea, todos ellos en el bloque BM-C-33. Estos tres pozos corroboran el elevado potencial de la cuenca de Campos, que podría confirmar la existencia de un gran núcleo de hidrocarburos similar al existente en la cuenca de Santos. Repsol y sus socios en el consorcio descubridor prevén realizar trabajos adicionales en 2012 para confirmar la gran extensión del descubrimiento.

Todos los resultados positivos desde 2011 se han alcanzado en el marco de la alianza firmada en 2010 entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), que supuso la creación de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. Esta alianza ha funcionado con total operatividad en 2011.

Repsol Sinopec Brasil es una de las empresas energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil. Dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo ya en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo, y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674).

Los importantes descubrimientos exploratorios de los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo, y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

Bolivia

El principal proyecto en curso de la compañía en Bolivia es el desarrollo completo del área Margarita-Huacaya. Este proyecto clave se encuentra al norte del estado de Tarija y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último descubierto en 2008 y que fue uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo, según la publicación IHS) consiste en elevar la producción de gas en dos fases, con un incremento de 6 Mm^3/d adicionales en cada una de ellas.

En mayo de 2011 finalizaron los trabajos de remodelación de las instalaciones actuales, lo que permitió mejorar la capacidad de procesamiento y, por tanto, incrementar la producción total de gas natural del campo de 2,3 millones de metros cúbicos diarios a 3 millones de metros cúbicos diarios. Estos trabajos incluyeron la adecuación de las instalaciones, cambios de válvulas, líneas de descarga, filtros y compresores.

En paralelo, durante 2011 avanzaron los trabajos finales de desarrollo de la fase I del proyecto, con el objetivo de elevar la capacidad de procesamiento de gas natural del campo a 9 millones de metros cúbicos diarios. Así durante el ejercicio avanzaron según lo previsto los trabajos de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas, la construcción del sistema de recolección (GTS) y el sistema de evacuación (EXS). En noviembre de 2011 se produjo un hito importante en el marco de dicha fase I al terminarse con éxito los trabajos de recompletación del pozo Margarita 4st (MGR 4st), con el objetivo de terminarlo definitivamente. Tras las pruebas de producción realizadas, probó ser el pozo de mayor caudal de la cuenca Subandina, con una producción en pruebas de 5,4 millones de metros cúbicos diarios. La ejecución de esta prueba supuso la construcción de una fosa de quema especialmente diseñada con más de 50x60 metros de área, 25 metros de altura y ocho líneas de ocho pulgadas como quemadores, la más grande construida en Bolivia hasta la fecha. Se espera alcanzar una producción de 9 millones de metros cúbicos diarios durante el segundo trimestre de 2012.

Los resultados superaron las expectativas planteadas originalmente y permitieron corroborar la factibilidad técnica de producir al caudal comprometido en la fase I.

En la actualidad, más de 1.500 personas trabajan en esta obra y en la construcción de las líneas de recolección y exportación.

En junio de 2011 Repsol tomó la decisión final de inversión (FID) para la fase II del desarrollo de Margarita-Huacaya, cuyo objetivo es alcanzar una producción de entre 14 y 15 millones de metros cúbicos diarios en 2013 y 2014, respectivamente.

Perú

En el año 2011 se terminó la fase de perforación, completación/terminación y prueba de los pozos de desarrollo dentro del programa de desarrollo del campo Kinteroni Sur. Esta fase se inició en agosto de 2010. Los pozos ya se encuentran en condiciones de iniciar la producción una vez se terminen las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. Los resultados de los pozos de desarrollo perforados fueron mejor de lo previsto. En cuanto a las instalaciones de superficie, en 2011 se iniciaron las obras preliminares en campo correspondientes a las instalaciones de producción en Kinteroni y Nuevo Mundo, y las tuberías de recolección. La compra de materiales de largo plazo de entrega (LLI) se completó con el objetivo de que estén disponibles en el momento oportuno de la fase de construcción. Los tiempos de entrega de los equipos se encuentran en línea con lo previsto y se estima que la producción del área sur de Kinteroni empezará en el segundo semestre de 2012.

En 2011 se obtuvieron por parte de las autoridades del país los permisos medioambientales necesarios para iniciar la fase de exploración del área norte de Kinteroni, cuya campaña de perforación se espera iniciar en 2012.

El campo Kinteroni se encuentra en el lote 57, que está ubicado en la zona centro-oriental de Perú. Geográficamente, se sitúa al este de la Cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. El contrato de licencia de exploración y explotación del lote fue suscrito en enero 2004 y cuenta con cinco periodos exploratorios (en la actualidad está en vigor el cuarto periodo). Los socios del bloque son Repsol, con el 53,84% (operador) y Petrobrás, con el 46,16%. El descubrimiento de Kinteroni tuvo lugar en enero de 2008 y fue uno de los mayores del mundo en ese año. La decisión final de inversión (FID) para desarrollar la zona sur del campo Kinteroni se tomó en julio de 2009 y se declaró como descubrimiento comercial ante las autoridades de Perú en noviembre de 2009. El plan inicial de desarrollo se envió a las autoridades locales en mayo de 2010.

En 2011 continuó con normalidad el suministro de gas natural del campo Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, participada en un 20% por la compañía. El campo Camisea está compuesto por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuación Peru LNG.

En la ronda exploratoria llevada a cabo en el país en 2011 se obtuvo la adjudicación, pendiente de ratificación oficial final, de tres bloques exploratorios (lotes 180,182 y 184) en la cuenca Huallaga.

Venezuela

En diciembre de 2011, dentro del importante proyecto de gas del megacampo Perla, en el bloque Cardón IV, se firmó el contrato de suministro de gas natural lo que permite el inicio de la fase de desarrollo del proyecto. El contrato de suministro, que se extiende hasta el año 2036, contempla un compromiso recíproco de entrega y adquisición de más de 8,7 TCF de gas natural y será una de las fuentes de abastecimiento de la demanda interna de gas de Venezuela, que en los próximos años se estima que crezca gracias al consumo doméstico, industrial, petroquímico y de generación eléctrica. Dada su gran dimensión, el campo Perla también ofrece posibilidades de exportación de gas natural, algo que Repsol y Eni analizarán junto con PDVSA y las autoridades venezolanas.

El megacampo Perla fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, que está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. Se han perforado un total de cinco pozos, que ahora se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas que llevarán el gas a la costa para ser procesado y enviado a la red de distribución venezolana.

En 2011 se perforaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación (Perla 4 y Perla 5). El primero de estos pozos se inició en diciembre de 2010 y se terminó en enero de 2011. Las pruebas de producción finalizaron a principios de febrero y los resultados obtenidos reconfirmaron la extensión del yacimiento.

La perforación del pozo Perla 5 concluyó a principios de mayo de 2011 y las pruebas de producción tuvieron lugar entre mayo y junio. Es el pozo de mayor potencial de producción de los cinco perforados hasta la fecha y el primero desviado de alto ángulo (82 grados) en el offshore de Venezuela. Con la completación definitiva se estima que el pozo arroje una producción de entre 100 y 130 Mscfd. Estos dos pozos tenían un doble objetivo: evaluar la continuidad lateral del descubrimiento y formar parte de un programa de producción temprana.

En 2011 se completó la definición del plan de desarrollo del campo, que prevé el inicio de la producción de la fase I en 2013. En 2011 se decidió adelantar el proceso de licitaciones para la construcción de las instalaciones offshore. El proyecto se ha estructurado en tres fases para adaptar el desarrollo del campo a la evolución de la demanda. Las producciones que se esperan alcanzar en cada fase son 300 Mscfd en la primera, 800 Mscfd en la segunda y 1.200 Mscfd en la tercera.

En el período de evaluación, Repsol participa con un 50% y Eni, con otro 50%. Tras la fase de evaluación, PDVSA tiene derecho a adquirir hasta un 35% de la participación, con lo que Repsol y Eni pasarían a controlar un 32,5% cada una.

En el proyecto de crudos pesados de Carabobo se completaron los trabajos de ingeniería conceptual del proyecto de producción temprana acelerada y se acordó el plan inicial de desarrollo. Asimismo, se iniciaron los procesos de contratación de equipos de perforación para los pozos estratigráficos y los de desarrollo, así como la adquisición de sísmica 3D del área. En marzo de 2011 comenzó la ingeniería conceptual para la construcción de un mejorador de crudo pesado con una capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo/día. Esta instalación permitirá incrementar la calidad de dicho crudo a 32º API, una vez puesta en marcha, previsiblemente en 2017.

Las fases definidas prevén en principio la posibilidad del comienzo de la producción temprana acelerada en el segundo semestre de 2012, alcanzándose el *plateau* de producción de 400.000 barriles de petróleo en el año 2017 con la puesta en marcha del mejorador.

El proyecto Carabobo fue adjudicado por el gobierno venezolano en febrero de 2010 a un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, que cuenta con una participación del 11%. Este importante proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. En Carabobo se alcanzará una producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus refinerías.

Trinidad y Tobago

Repsol tiene un porcentaje de participación del 30% en la sociedad BPTT, que opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país. La producción de estos campos se destina a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG, donde Repsol también participa. En 2011, en BPTT se realizaron paradas para trabajos de mantenimiento en los campos Cannonball, Kapok e Inmmortelle y en Atlantic LNG también en los trenes 1 y 4. Todas estas tareas de mantenimiento supusieron una menor producción de BPTT respecto al año anterior.

El 25 de agosto, el consorcio BPTT comunicó el inicio de la producción de gas desde el campo Serrette. Este campo de gas seco ha sido desarrollado con una plataforma sin personal, conectada mediante un gasoducto de 26 pulgadas y 50 kilómetros a la plataforma de BPTT “Cassia B”.

Repsol es el operador de los bloques TSP, con una participación del 70%. En este área marina se completó en febrero de 2011 el registro de sísmica 3D. Con esta campaña de investigación se quiere completar la información del área y evaluar el potencial exploratorio remanente en el activo. Durante 2011 se han terminado las tareas de procesado de la información sísmica disponible. El objetivo es definir la existencia de posibles oportunidades exploratorias durante 2012.

Otros países

En Colombia, Repsol anunció en enero de 2011 la firma de un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol (ECP) y la brasileña Petrobras para la obtención de una participación del 30% en el bloque exploratorio offshore Tayrona, ubicado en aguas del Caribe colombiano, cerca de la península de La Guajira. Los otros socios son Ecopetrol que tiene otro 30%, y Petrobras, que continuará siendo la compañía operadora, con el 40% restante. En 2011 se registraron 1.500 km^2 de sísmica 3D para definir la ubicación de prospectos perforables.

En abril de 2011 se materializó el acuerdo con Ecopetrol (ECP) para la entrada de Repsol, con una participación del 50%, en los bloques offshore RC-11 y RC-12 (ECP es el operador y controla el otro 50%). Se trata de un activo con un potencial medio-alto situado en aguas someras colombianas.

En julio de 2011 se terminó la perforación del pozo Chipirón T, en el bloque Chipirón. El pozo resultó descubridor de petróleo en tres niveles y están en curso los trabajos de evaluación de los positivos resultados obtenidos.

En octubre de 2011 se terminó la perforación del pozo Caño Rondón Este, en el bloque Rondón. Tras las pruebas de producción se definirán los resultados alcanzados.

En Guyana, Repsol participa en el bloque Georgetown, donde es el operador con una participación del 15%. Los socios en este proyecto son YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%). Durante el ejercicio se completaron los trabajos previos al inicio de la perforación del prospecto Jaguar-1X, empleando la plataforma Jack-Up Atwood Beacon. Para iniciar la perforación del sondeo se está a la espera de recibir esta plataforma, que está siendo empleada en Surinam por sus actuales operadores. Se espera que el pozo alcance su profundidad final a mediados de 2012. Se trata de un pozo de aguas someras, pero de alta presión y temperatura debido a su profundidad y a las características geológicas de la zona.

En Cuba, Repsol firmó en enero de 2010 el contrato de alquiler con la compañía Saipem para la utilización del equipo de perforación Scarabeo-9, que cumple con todas las especificaciones técnicas y limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. La plataforma de perforación arribó a aguas cubanas en enero de 2012 y el 31 de enero se inició la perforación del pozo exploratorio Jagüey.

En Ecuador, la compañía ha operado en 2011 con normalidad en los bloques 16 y Tivacuno tras la aplicación de los nuevos contratos de servicios acordada con el Estado ecuatoriano. En el bloque 16, el contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010, conforme a la fecha límite establecida por la nueva legislación. La fecha efectiva de este contrato fue el 1 de enero de 2011. En el caso del bloque Tivacuno, el contrato fue suscrito el 22 de enero de 2011, siendo su fecha efectiva el 21 de febrero de 2011. Los contratos están suscritos para el periodo 2011-2018. La participación de Repsol en los dos contratos es del 55%. Los socios, con iguales participaciones en ambos bloques, son OPIC (31%) y Sinochem (14%).

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Angola, Sierra Leona y Liberia.

Libia

Debido al conflicto ocurrido en este país durante gran parte de 2011, la producción cesó completamente a primeros de marzo. En gran parte del mes de febrero, la producción se situó en niveles cercanos al 50%. Durante el segundo y tercer trimestre, Repsol no produjo en los campos.

Tras la resolución del conflicto bélico, la producción en los bloques NC-115 y NC-186 se reinició en octubre. A lo largo de 2012 se prevén alcanzar niveles de producción cercanos a los registrados con anterioridad al conflicto.

Argelia

El importante proyecto de gas de Reggane quedó en 2011 preparado para iniciar su etapa de desarrollo en 2012, una vez obtenida a finales del ejercicio la aprobación definitiva del plan de desarrollo por parte de las autoridades argelinas. Se estima poder iniciar los trabajos de perforación, profundización y completación de pozos en la primera mitad de 2012 con el objetivo de iniciar la producción de gas en 2016. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

En el bloque exploratorio Sud-Est Illizi se realizaron durante 2011 trabajos de adquisición, reprocesado e interpretación sísmica, con los que se obtuvo la información necesaria para la campaña de perforación exploratoria que se espera iniciar en 2012. Repsol firmó en enero de 2010 con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT) el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que lleva a cabo las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la compañía italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

Angola

Repsol se adjudicó en enero de 2011 tres bloques exploratorios (22, 35 y 37) en la ronda llevada a cabo en el país. Repsol es la compañía operadora en el bloque 22, con una participación del 30%. Los bloques están ubicados en Kwanza, en aguas profundas de Angola, en una cuenca que los geólogos de Repsol ven como la continuación de la prolífica cuenca de Santos, situada en el offshore brasileño. En diciembre se firmaron los contratos con Sonangol para la entrada en dichos bloques que se incorporaron al dominio minero oficial de la compañía a principios de 2012.

Sierra Leona

Tras los dos descubrimientos exploratorios en aguas profundas del país (con el sondeo Mercury-1 en 2010 y con el Venus B-1 en 2009), en 2011 se realizaron los trabajos necesarios para la perforación del sondeo Júpiter-1, que se inició en noviembre y que se espera completar en el primer trimestre de 2012. La lámina de agua en la ubicación de este sondeo es de 2.200 metros. En febrero de 2012 se ha anunciado que se ha encontrado una columna de hidrocarburos de 30 metros con el sondeo Júpiter-1. Además en 2011, se iniciaron las tareas para la perforación del sondeo Mercury-2, que se completará en 2012 tras el sondeo Júpiter-1.

Repsol ha sido pionera en la exploración en esta región de África. Las operaciones de la compañía, iniciadas en 2003, han dado como resultado el descubrimiento de una zona de alto potencial que se seguirá explorando, junto con sus socios Anadarko y Tullow.

Liberia

Durante el segundo trimestre de 2011 se llegó a un acuerdo para incrementar la participación de Repsol en los bloques LB-15, LB-16 y LB-17 en un 10% adicional, pasando del 17,5% al 27,5% actual. También se acordó la entrada de Repsol, con un 10%, en el bloque exploratorio LB-10.

Europa

Noruega

Tres nuevos bloques exploratorios se añadieron en 2011 a la cartera de proyectos que la compañía está cimentando en este país. A finales del ejercicio, Repsol tenía presencia en ocho bloques exploratorios en aguas de Noruega y en dos de ellos es la compañía operadora (PL-541 y PL-531).

El 1 de enero de 2011, Repsol entró a participar en el bloque PL-529, ubicado en el suroeste del Mar de Barents, en aguas profundas, con la compra a la operadora Eni de una participación del 10%. Este bloque ya tiene una sísmica 3D que delinea el prospecto principal, Bønna. En el programa de trabajo está prevista la perforación de un sondeo exploratorio en dicho prospecto durante la primavera de 2012.

También con fecha efectiva del 1 de enero de 2011 se obtuvo un 10% de la licencia PL-530 mediante la toma de una participación del 10% a la compañía operadora GdF, que mantiene un 30% de interés en la licencia. En octubre se terminó la perforación del pozo exploratorio Heilo, con resultado negativo.

Repsol entró en el bloque PL-531 mediante la toma de participación del 20% de la compañía Marathon, con fecha efectiva de 1 de enero de 2011. Marathon mantiene un 10% de interés en la licencia, pero transfirió la operación a Repsol. El programa de trabajo contempla la perforación de un pozo exploratorio, previsiblemente en 2013. Este será el primer pozo operado por Repsol en aguas noruegas del Mar de Barents.

En 2012 Repsol ha obtenido la adjudicación en el APA2011 (Award on Predefined Areas) de seis nuevas licencias de exploración. Los resultados de las ofertas presentadas en septiembre de 2011 se hicieron públicos el 17 de enero de 2012. De las seis nuevas licencias concedidas, Repsol actuará en una de ellas como compañía operadora. Las licencias están ubicadas en el Mar de Noruega (cuatro), en el Mar de Barents (una) y en el Mar del Norte (una).

España

En junio de 2011 se obtuvo de la Secretaría de Estado de Cambio Climático la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la perforación del sondeo exploratorio Siroco A-1, en el Mar de Alborán. Para estos trabajos, previstos para 2013, se estableció el período febrero-abril por temas medioambientales. En 2011 se obtuvo una nueva ampliación del segundo período de exploración de esta área, que fue otorgada y publicada en el BOE en octubre de 2011 y válida hasta agosto de 2013.

Estos permisos (Siroco A-D) fueron concedidos a Repsol en 2004. Desde entonces se ha adquirido sísmica 3D y se ha realizado un estudio de fondos marinos y otros

geofísicos y geológicos para determinar la presencia de gas y la ubicación del sondeo exploratorio Siroco A-1.

Dentro de los trabajos para la puesta en producción de los descubrimientos Lubina y Montanazo, en 2011 se instalaron en la plataforma Casablanca las unidades de actuación y control de los equipamientos submarinos. Restaría solamente la instalación de estos últimos y su conexión a los equipos de control de la plataforma, cuya autorización está pendiente de la DIA. El retraso en la obtención de los permisos oficiales ha motivado que la fecha prevista de entrada en producción de estos campos se traslade al cuarto trimestre de 2012.

Repsol realizó en el primer semestre de 2009 estos dos descubrimientos de petróleo en el Mediterráneo español con los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Repsol es la compañía operadora en ambos.

En junio se adquirió un 40% de participación en los bloques Bezana y Bigüenzo, en la cornisa cantábrica. La compañía Petroleum O&G España es la operadora de estos bloques con un 60% de participación.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

ENTORNO Y ACTIVIDAD

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica de BBE en España y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El mercado de GNL se ha caracterizado durante 2011 por el incremento de la demanda en Japón provocado por el terremoto del 11 de marzo y la posterior crisis nuclear.

Ello produjo un aumento gradual de los precios en el Lejano Oriente, llegando durante el cuarto trimestre hasta el nivel de los 17 y 18 dólares por millón de Btu, y produciéndose un desacople significativo con respecto a los marcadores en Europa [NBP (National Balancing Point) en el nivel de los 9 dólares por millón de Btu], y más aún en relación al Henry Hub, el cual se ha mantenido estable en torno a los 4 dólares por millón de Btu.

Otra característica resaltable del mercado fue la poca disponibilidad de flota, así como las altas tarifas de contratación de flota *spot* como consecuencia del incremento de los trayectos al desviarse grandes cantidades de GNL de la cuenca atlántica a la Pacífica debido al desacople de precios y la caída de la demanda en Europa.

En España, lo más destacable es la caída de la demanda de GNL en conjunción con el mayor suministro de gas por tubo como consecuencia de la entrada del gasoducto del Medgaz.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio aritmético del pool eléctrico español fue de 49,9 euros por MWh en 2011, lo que supone un aumento del

35% respecto a 2010. La demanda bruta de energía eléctrica en la Península durante el 2011 fue de 255.179 GWh, un 1,8% inferior a la del 2010. La mayor parte de las tecnologías han registrado caídas de producción respecto al año anterior, como la hidráulica,que lo ha hecho en un 28%, y la de ciclo combinado en un 22%, mientras que las centrales de carbón han duplicado su producción respecto a 2010. La generación con tecnología solar ha crecido este año un 43%, con un incremento del 26% en la fotovoltaica y un 193% en la termoeléctrica

RESULTADOS

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2011 fue de 386 millones de euros, frente a los 105 millones del ejercicio anterior. El EBITDA en 2011 se cifró en 556 millones de euros (277 millones en 2010).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Perú LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL en 2011.

ACTIVOS Y PROYECTOS

El año 2011 se caracterizó principalmente por ser el primer ejercicio completo de funcionamiento de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, que entró en producción en junio de 2010, y en la que Repsol participa con un 20%. Los otros socios en Peru LNG son Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG. Si bien estaba prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011, se prevé que finalmente entre en funcionamiento en 2012.

La producción de la planta de Peru LNG en 2011 ha sido de 5,2 bcm (3,8 millones de toneladas/año), más del doble que en 2010, al corresponder al año completo y a unos mejores indicadores de funcionamiento de la planta.

En junio de 2009 se produjo la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera

planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en mayo de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se firmó con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizarán buques Q-Flex y Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

En 2011 cabe destacar la recepción de 14 cargamentos bajo el acuerdo con Qatargas, concentrados en los meses de mayores precios del mercado, así como un fuerte aumento de la utilización de la planta con respecto a 2010, registrándose el récord de producción diaria en enero. Asimismo se prevé continuar con la senda de crecimiento de la actividad de comercialización de gas natural en Norteamérica.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2011 una baja disponibilidad asociada a la reparación y posterior sustitución de una carcasa de una turbina, siendo vendido el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. El Decreto de Concesión fue aprobado por el Consejo

de Ministros, ratificado por la Asamblea Nacional y publicado en la Gaceta Oficial del Estado. Asimismo, en julio de 2010 se firmó el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en 2011 se realizó la perforación de los pozos Garoupa-2 y Garoupa North, que hoy en día están en evaluación, y cuya evolución permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo. Actualmente, se sigue con los trabajos asociados a las actividades de sísmica y de perforación en 2012.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%), y que desarrolla estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios sirven para evaluar la viabilidad técnica y económica de la citada planta de licuación flotante. En 2011 se realizaron en paralelo tres estudios con sendos consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable. La decisión final de inversión está prevista en 2012.

TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros, así como de otros fletados a corto o medio plazo.

Repsol comercializó en 2011, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 11,0 bcm, un 64% más que en 2010, procedentes en su mayor parte de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. El destino principal de los cargamentos es España, Canaport LNG y el mercado asiático, realizándose ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica. En enero de 2011 entró en vigor un acuerdo con Kogas para el suministro de 1,9 Bcm de GNL, potenciándose el suministro al mercado asiático.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2011 Repsol es propietario de siete metaneros y otros dos en propiedad compartida al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros fueron incorporados en 2010 en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados en 2011 otros cuatro metaneros a medio plazo y otros puntuales de menor duración.

INVERSIONES

El área de negocio de GNL realizó unas inversiones de explotación en 2011 de 18 millones de euros, frente a los 82 millones de 2010. Esta cantidad se destinó

principalmente al proyecto de gas de Angola y a la planta de Atlantic LNG, mientras que la de 2010 corresponde principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG.

DOWNSTREAM

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refino de petróleo, comercialización de productos petrolíferos y GLP, y producción y comercialización de productos químicos. La información que se facilita en este apartado no incluye las actividades de YPF. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

RESULTADOS

Resultado de explotación	**2011**	**2010**	**Variación 2011/2010**
Millones de euros			
Europa	1.012	1.182	(14%)
Resto del mundo	195	122	60%
Total	**1.207**	**1.304**	**(7%)**

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.207 millones de euros, lo que supone una disminución del 7,4% respecto a los 1.304 millones del ejercicio 2010.

La disminución de resultados respecto al año anterior se debe principalmente a los menores márgenes del negocio de Refino y a los menores volúmenes en los negocios comerciales, como consecuencia de la crisis económica, a pesar de la recuperación del negocio químico en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El año 2011 ha venido marcado por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos ha disminuido en los países OCDE, afectando al negocio de refino, especialmente en Europa, donde se han registrado los márgenes de refino más bajos de los últimos años. A lo largo de este año han continuado los cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa y Estados Unidos con el cierre de las refinerías menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres, junto con una previsible recuperación de la demanda a medio plazo, permitirán una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados. En cualquier caso, y según datos de la Agencia Internacional de la Energía, el incremento de demanda se producirá fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza.

El índice de margen de refino en España se situó en 2011 en 1,6 dólares por barril, ligeramente inferior al de 2010 (2,5 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 3,3 dólares por barril, frente a los 4,2 dólares por barril de 2010.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2011:

Capacidad de refino (1)	**Destilación primaria** (Miles de barriles por día)	**Índice de conversión (2)** (%)	**Lubricantes** (Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	**896**	**63**	**265**
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	**998**	**59**	**265**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.

(2) Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 31,5 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2,8% respecto a 2010, una vez descontada la aportación de REFAP tras su venta en diciembre de 2010. La utilización media de la capacidad de refino fue del 71% en

España, inferior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de utilización también fue inferior al de 2010, pasando del 71% al 69% en 2011.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN Miles de toneladas	**2011**	**2010 (3)**
Materia prima procesada (1)		
Crudo	31.483	34.410
Otras materias primas	9.053	7.321
Total	**40.536**	**41.731**
Producción de refino		
Destilados intermedios	17.835	18.668
Gasolina	8.145	9.084
Fuelóleo	6.287	6.081
GLP	1.056	1.166
Asfaltos (2)	1.272	1.478
Lubricantes	242	275
Otros (excepto petroquímica)	2.858	2.250
Total	**37.695**	**39.002**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo, excepto Refap, que se presenta teniendo en cuenta el 30% de participación poseída por el Grupo en 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación fue vendida.

(2) Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA

(3) Los datos de 2010 incluyen la aportación del 30% de la refinería de REFAP cuya venta tuvo lugar en diciembre de 2010

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	**2011**	**2010**
Oriente Medio	28%	22%
Norte de África	6%	19%
África occidental	9%	11%
Latinoamérica	26%	25%
Europa	31%	23%
Total	**100%**	**100%**

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas (1)	2011	2010
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	**33.548**	**32.429**
Marketing propio	**20.558**	**20.963**
Productos ligeros	17.580	17.850
Otros productos	2.978	3.113
Otras ventas (2)	**6.400**	**5.591**
Productos ligeros	4.814	3.889
Otros productos	1.586	1.702
Exportaciones (3)	**6.590**	**5.875**
Productos ligeros	1.754	1.688
Otros productos	4.836	4.187
Ventas resto del mundo	**4.257**	**6.184**
Marketing propio	**1.862**	**1.822**
Productos ligeros	1.579	1.469
Otros productos	283	353
Otras ventas (2)	**1.548**	**3.383**
Productos ligeros	1.231	2.517
Otros productos	317	866
Exportaciones (3)	**847**	**979**
Productos ligeros	264	357
Otros productos	583	622
Ventas totales	**37.805**	**38.613**
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	**22.420**	**22.785**
Productos ligeros	19.159	19.319
Otros productos	3.261	3.466
Otras ventas (2)	**7.948**	**8.974**
Productos ligeros	6.045	6.406
Otros productos	1.903	2.568
Exportaciones (3)	**7.437**	**6.854**
Productos ligeros	2.018	2.045
Otros productos	5.419	4.809
Ventas totales	**37.805**	**38.613**

(1) 2010 incluye la parte correspondiente al 30% de REFAP cuya venta tuvo lugar en diciembre de 2010
(2) Incluyen ventas a operadores y bunker.
(3) Expresadas desde el país de origen.

En el último trimestre del año, tuvo lugar la puesta en marcha de las ampliaciones y mejoras de las refinerías de Cartagena (C10) y Bilbao (URF), proyectos clave del Plan Estratégico de Repsol que fueron aprobados en 2007 por el Consejo de Administración de la compañía.

Con la finalización de los proyectos, Repsol cumple con los objetivos inicialmente previstos en su estrategia inversora:

- Incremento de la capacidad de destilación y de conversión del sistema de refino para maximizar la producción de destilados medios, en un entorno claramente deficitario, disminuyendo la producción de fuelóleos procesando crudos más pesados.
- Mejorar la eficiencia energética, así como la seguridad y el medio ambiente.
- Colocar el esquema de refino de Repsol entre los mejores y más eficientes.

El proyecto C10 ha permitido incrementar la capacidad de producción del complejo de Cartagena hasta los 11 millones de toneladas (220.000 barriles al día). Orientada a la producción de destilados medios, más del 50%, y con capacidad para procesar crudos pesados y de mayor valor añadido, la refinería ampliada permite mejorar la balanza comercial de España al reducir la importación de combustibles de automoción. Se trata del mayor proyecto industrial de la historia de España, que ha generado riqueza durante la etapa de construcción (3.152 millones de euros de inversión, participación de más de 20.000 personas, media de empleo de 3.000 personas durante tres años) y seguirá generándola en la etapa de explotación (1.600 empleos directos y más de 8.000 empleos inducidos. Con la finalización del proyecto, la refinería de Cartagena es una instalación moderna y se sitúa entre las más eficientes de Europa desde los puntos de vista energético y medioambiental.

Con el Proyecto URF, la refinería de Bilbao incrementa significativamente su capacidad de conversión, procesando crudo pesado y maximizando la producción de destilados medios.

La construcción de ambos proyectos se ha realizado con excelentes ratios de seguridad, en plazo y por debajo del presupuesto aprobado.

Además, ambos proyectos forman parte del programa de Repsol para adaptar sus instalaciones a la producción de combustibles limpios para el transporte, impulsar el uso de biocarburantes (biodiesel) y mejorar la eficiencia energética, la seguridad y el impacto en el medio ambiente.

En el año 2011 Repsol firmó un acuerdo con la empresa coreana SKL para la construcción y operación de una nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, tendrá una inversión estimada de 250 millones de euros y su puesta en marcha está prevista para el año 2014. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima de alimentación a la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes para motores Euro IV/V, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

A finales de 2011, y en el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, 81 personas con capacidades diferentes forman parte de la plantilla en los diversos complejos industriales del Grupo Repsol en España.

MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio disminuyeron globalmente un 1,6% en 2011 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 22.420 miles de toneladas. Este

descenso obedeció a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España.

En este mismo sentido, las ventas propias de gasolinas y gasóleos disminuyeron en España un 4%. No obstante, se comportaron mejor que el mercado, lo que se tradujo en una ganancia de cuota de 0,4 puntos porcentuales. Por su parte, estas ventas se incrementaron un 4% en el resto de países.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando unos resultados relevantes, en línea con los del año anterior. Durante 2011 se ha continuado con una estricta política de control del riesgo de crédito.

A finales de 2011, Repsol contaba con 4.506 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.620 puntos de venta, de los cuales el 70% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (425), Italia (166) y Perú (295).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2011 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol (1)	Abanderadas (2)	Total
España	2.540	1.080	3.620
Portugal	264	161	425
Perú	116	179	295
Italia	52	114	166
Total	**2.972**	**1.534**	**4.506**

(1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.
(2) El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2011:

Marca	Puntos de venta
Campsa	200
Repsol	3.086
Petronor	308
Otras	26
Total	**3.620**

Repsol ha continuado implantando en 2011 los compromisos adquiridos con la Unión Europea en 2006, entre los que destacaba la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, eran arrendatarios de estaciones de servicio. El período de vigencia de dichos compromisos ha finalizado el 31 de diciembre de 2011.

En 2011, Repsol ha inaugurado la primera estación de servicio del mundo certificada por Breeam, el método internacional líder en certificación de sostenibilidad de edificios. La estación ha sido construida bajo parámetros de ecoarquitectura, empleando múltiples materiales reciclados y es eficiente energéticamente. Adicionalmente, cuenta también con la certificación de accesibilidad universal AENOR.

En línea con el crecimiento del volumen de los negocios non oil, un 18% en 2011, Repsol ha sido elegida como la marca preferida por los conductores españoles para comprar productos non oil, según un reciente estudio de una relevante empresa independiente del sector de la investigación comercial. Las estaciones de servicio de Repsol son consideradas como las mejores en cuanto a la calidad de su oferta de productos y servicios de las tiendas y a la calidad del servicio ofrecido a los clientes.

En idéntico sentido, Repsol promovió, conjuntamente con El Corte Inglés, una exitosa campaña promocional, por la que se ofrecieron cheques descuento por compras de un determinado valor, tanto en las estaciones de servicio de Repsol, como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes.

Adicionalmente, Repsol ha firmado una alianza estratégica con Burger King para el desarrollo de un proyecto de restauración, mediante la instalación de establecimientos de Auto King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol ha llevado a cabo en 2011 una iniciativa para convertir en accesibles más de 500 estaciones de servicio de su red en España. Gracias a este proyecto, Repsol contará con la mayor red de puntos de venta accesibles de España y una de las más grandes de Europa.

Adicionalmente, la compañía ha inaugurado la primera estación de servicio accesible de Portugal, tanto para empleados como para clientes.

Como evidencia del inequívoco compromiso de esta compañía con el suministro energético sostenible, Iberia y Repsol llevaron a cabo el primer vuelo español propulsado por biocombustibles. Este proyecto, pionero en el sector aéreo, utilizó biocarburantes certificados por el Centro de Tecnología Repsol.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación en Asia, Repsol ha comenzado a producir lubricantes en China y Malasia, con una previsión de comercializar cerca de 20.000 toneladas en 2015, lo que equivaldría a más del 25% de las ventas anuales de estos productos de Repsol en España. En la actualidad, Repsol comercializa sus lubricantes directamente o a través de distribuidores, en más de 60 países de América, Europa y Asia.

Repsol trabaja de forma activa desde 2005 en la integración de personas con capacidades diferentes, facilitando su incorporación en plantilla y la formación necesaria, así como la sensibilización del resto de los empleados. La labor que realiza en este ámbito ha sido reconocida en numerosas ocasiones. En 2011, la compañía recibió el premio Discapnet de la Fundación Once y también fue galardonada con el Ability Award a la “Mejor empresa privada” en reconocimiento a su aportación global y significativa en el desarrollo e inclusión laboral de personas con discapacidad.

Fruto del compromiso que Repsol mantiene con la protección del medio ambiente y la seguridad de las personas, el aceite Repsol Bio Telex 46, desarrollado íntegramente en el Centro Tecnológico Repsol, ha sido distinguido por la Comunidad de Madrid con la concesión de la Etiqueta Ecológica Europea (Ecolabel). Esta certificación es la primera que se otorga en España a un aceite lubricante.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo, siendo la primera en España y Latinoamérica. Durante el año 2011, ha estado presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2011 ascendieron a 3.033 miles de toneladas, manteniéndose en línea con las de 2010. Por su parte, las ventas totales en España descendieron un 12% en comparación con el ejercicio anterior, perjudicadas por un clima particularmente seco y cálido. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 232 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 62% en 2011.

Volumen de ventas de GLP	**2011**	**2010**
Miles de toneladas		
Europa	1.486	1.680
España	1.325	1.503
Resto Europa (1)	161	177
Latinoamérica	1.547	1.428
Perú	625	497
Ecuador	375	368
Argentina	336	332
Chile	194	199
Resto Latinoamérica (2)	17	32
Total	**3.033**	**3.108**
Envasado	1.689	1.761
A granel, canalizado y otros (3)	1.344	1.347
Total	**3.033**	**3.108**

(1) Portugal y Francia

(2) En 2010 Brasil y Bolivia, y en 2011 Brasil.

(3) Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, los márgenes comerciales del GLP en 2011 han sido superiores a los del año anterior, en todos los canales, incluso en envasado, a pesar de la modificación del sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009. En la nueva fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre inmediatamente anterior y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009, en 2010 y también en 2011. De continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2012.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2011 alcanzó unas ventas de 150.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 336.000 toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es uno de los carburantes alternativos más utilizados en el mundo. Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas se cifró en un 18% en 2011, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a mejorar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 40.000 vehículos a AutoGas.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, cuenta a finales de 2011 con 80 puntos de venta dotados con surtidores AutoGas; y prevé abrir nuevos puntos a un ritmo de 100 adicionales en los próximos años.

En Perú, Repsol también ha impulsado el desarrollo del mercado de GLP Automotor en 2011, con la firma de un acuerdo comercial con la empresa Relsa, una de las principales compañías en el *renting* de vehículos para empresas.

Repsol continúa impulsando programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP. Por ejemplo, cabe mencionar la aplicación SolarGas, un sistema de abastecimiento energético integral de vanguardia, que combina la energía solar con el GLP para proporcionar agua caliente a hogares y empresas de manera sostenible y económica, con muy bajas emisiones de CO_2; o nuevas aplicaciones en agricultura, pesca, desarrollo de productos y servicios como el Easy Gas de Portugal.

QUÍMICA

La actividad química, adscrita a la división de Downstream, produce y comercializa una amplia variedad de productos, abarcando desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano y Tarragona (España), y en Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México.

El resultado de explotación de la actividad química adscrita a la división de Downstream en 2011 presenta un incremento del 113 % frente al año anterior. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes, a lo largo del primer semestre del año y la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, han permitido la mejora del resultado a pesar del debilitamiento del sector experimentado en el segundo semestre del año.

Las ventas a terceros en 2011 ascendieron a 2,66 millones de toneladas, frente a los 2,62 millones de toneladas de 2010, lo que supone un incremento del 1,6 %.

Adicionalmente, durante 2011 han continuado las inversiones destinadas principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

MAGNITUDES OPERATIVAS QUÍMICA Miles de toneladas	**2011**	**2010**	**Variación 2011/2010**
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0%
Petroquímica derivada	2.933	2.933	0%
TOTAL	**5.741**	**5.741**	**0%**
Ventas por productos			
Petroquímica básica	889	874	1,7%
Petroquímica derivada	1.770	1.744	1,5%
TOTAL	**2.659**	**2.618**	**1,6%**
Ventas por mercados			
Europa	2.312	2.263	2,1%
Resto del mundo	348	355	(1,9%)
TOTAL	**2.660**	**2.618**	**1,6%**

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2011.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN Miles de toneladas	
Productos petroquímicos básicos	
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Etil terc-butil éter	50

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN Miles de toneladas	
Derivados petroquímicos	
Poliolefinas	
Polietileno (1)	875
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho (2)	115
Otros (3)	69

(1) Incluye los copolímeros de etilén vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.
(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

NUEVAS ENERGÍAS

En 2010 y adscrita a la Dirección General de Downstream, se creó la Unidad de Negocio de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

La Unidad de Negocio de Nuevas Energías de Repsol se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas de negocio en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En este contexto, Repsol ha continuado en 2011 el desarrollo de los proyectos iniciados el año anterior, consistentes en la toma de participación y responsabilidad de gestión sobre las empresas KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas; AlgaEnergy, en investigación de microalgas; Orisol, dedicada a la promoción de proyectos eólicos; e IBIL, la empresa de servicios de recarga para vehículos eléctricos.

En el ámbito de la expansión de IBIL, Repsol ha alcanzado en 2011 acuerdos de colaboración comercial con Renault-Nissan, Peugeot y Opel para la promoción de la venta de vehículos eléctricos por parte de los fabricantes de vehículos y la instalación de puntos de recarga por parte de IBIL.

Adquisición de Sea Energy Renewables

En 2011 Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., empresa de promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto los parques Moray Firth, de 1.500 MW y el parque Inch Cape, de 905 MW, en los que, tras esta operación, Repsol posee un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, entre 2015 y 2020. El proyecto permitirá a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes proyectos de ingeniería.

INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones de explotación ascendieron a 1.712 millones de euros, frente a los 1.612 millones del ejercicio anterior, lo que representa un aumento del 6,2% La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de

refino, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del medio ambiente, descritas en los epígrafes anteriores.

DESINVERSIONES

En noviembre de 2011, Repsol vendió la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía Ultragaz, por un importe de 20 millones de euros. Con esta venta, Repsol ha finalizado la desinversión en activos no estratégicos de Downstream en Brasil para concentrar su actividad en el desarrollo de proyectos de exploración y producción a través de su participada Repsol Sinopec Brasil.

Asimismo, Repsol ha alcanzado un acuerdo para vender su filial Repsol France S.A., dedicada a la distribución en Francia de gas licuado del petróleo (GLP), a Totalgaz, filial del grupo Total.

Repsol seguirá concentrando sus esfuerzos en el sector del GLP en los mercados en los que está presente, con el objetivo de mantener y potenciar su posición de liderazgo

YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de forma independiente de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. A 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43% en YPF, S. A., que está integrada globalmente en los Estados Financieros Consolidados. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En diciembre de 2009 se lanzó el Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, que se inició a comienzos de 2010, y que fijó entre sus objetivos, materializar el plan de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. En mayo de 2011 se informó del descubrimiento de recursos de petróleo no convencional (*shale oil*) en la formación Vaca Muerta, en el área Loma La Lata Norte, en la provincia de Neuquén. En noviembre 2011 y en febrero 2012 se ha elevado la previsión inicial de recursos y reservas del descubrimiento.

En enero de 2012 se anunció el descubrimiento de un reservorio de petróleo convencional en la cuenca Neuquina, en el bloque Chachahuén, ubicado en el extremo sur de la provincia de Mendoza. En esta provincia no había un descubrimiento de esta magnitud desde hace varios años.

En el área de gas, en mayo de 2011 finalizaron los trabajos de desarrollo, construcción y puesta en operación de la terminal GNL Escobar (Provincia de Buenos Aires).

Esta terminal, construida en un tiempo récord de 206 días, es operada por YPF y regasifica el GNL a través de un barco que tiene una capacidad de 17 millones de metros cúbicos al día y 151.000 metros cúbicos de GNL de almacenaje.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la Red YPF bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, durante 2011 se remodelaron 80 estaciones de servicio. En octubre se inauguró en Tigre-Nordelta una estación de servicio innovadora en Latinoamérica. La primera estación hito de la Red YPF posee un diseño arquitectónico muy avanzado, con una edificación concebida de manera sostenible y energéticamente eficiente, en armonía con el entorno natural. Las condiciones del terreno permitieron pensar en el desarrollo de un proyecto atípico, que conjuga las necesidades de los clientes con la preservación y cuidado del medio ambiente. El despacho de combustible se realiza a través de cinco islas de surtidores inteligentes de última generación y que son una novedad para el mercado argentino, lo que agiliza la atención y el servicio. Dentro de los servicios que ofrece destacan la tienda Full, con capacidad para 180 personas, dos puestos para lubricación y diagnóstico, un punto interactivo Serviclub donde los socios pueden realizar auto consultas, cajeros automáticos y lavadero de coches.

En diciembre de 2011, el complejo industrial La Plata superó su récord de producción de naftas destinadas al mercado interno con un volumen de 207.000 metros cúbicos, alcanzando un nuevo máximo anual de 2.174.000 metros cúbicos. Además, se completó la integración de este complejo industrial, unificando la operación y los servicios de la refinería con los del complejo de química. De la misma manera, se completó la integración de la refinería Plaza Huincul y el complejo Metanol.

RESULTADOS

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.231 millones de euros en 2011, lo que representa un descenso del 15,3 % respecto a los 1.453 millones del ejercicio anterior.

Esta disminución es consecuencia principalmente del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, de la inflación de costes y de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus. Los mayores ingresos derivados de las ventas de combustibles en las estaciones de servicio y de productos con precios ligados a cotización internacional no pudieron compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

La producción promedio anual fue de 495 kbep/día, frente a los 541 de 2010, lo que representa una disminución del 8,5%. El descenso fue del 10,5% en gas, y del 6,7% en la producción de líquidos. La disminución del 7,6% en crudo se debió principalmente a las menores producciones por paros gremiales, especialmente por la huelga de abril a julio en Santa Cruz, y en menor medida, en Chubut.

UPSTREAM

Es el área de negocio que explora, desarrolla y produce hidrocarburos, principalmente en todo el territorio de Argentina, como fuente de abastecimiento del resto de la cadena de valor de la compañía. En Argentina cuenta con 48 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 140.000 km^2, operando directamente o bien asociado en 93 áreas productivas situadas en las cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. También tiene actividad en Estados Unidos y Guyana, a través de YPF Internacional.

Pozos exploratorios terminados

	A 31 de diciembre de 2011 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	18	16	6	3	2	2	26	21
Estados Unidos	-	-	1	*	-	-	1	*
Total	**18**	**16**	**7**	**4**	**2**	**2**	**27**	**21**

	A 31 de diciembre de 2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	6	6	8	6	-	-	14	12
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**6**	**6**	**8**	**6**	**-**	**-**	**14**	**12**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
* Menos de un pozo exploratorio.

Pozos de desarrollo terminados

	A 31 de diciembre de 2011 (1)					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos (2)	Netos
Argentina	553	493	8	8	561	501
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
Total	**553**	**493**	**8**	**8**	**561**	**501**

	A 31 de diciembre de 2010 (1)					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
Total	**709**	**616**	**8**	**7**	**717**	**623**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
(2) Hay 98 pozos inyectores que no se incluyen. En total suman los 659 que se informa como pozos de desarrollo
* Menos de un pozo exploratorio.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2011:

(km^2)	31 de diciembre de 2011			
	Desarrollado (1)		**No desarrollado** (2)	
	Bruto (3)	**Neto** (4)	**Bruto** (3)	**Neto** (4)
Argentina	6.046	4.484	172.069	95.343
Guyana	-	-	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
Uruguay	-	-	8.500	3.400
Total	6.163	4.500	190.131	101.935

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos.
(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero tanto de explotación como de exploración.
(3) Se considera el dominio minero bruto aquel presentado sin tener en cuenta el porcentaje de participación de YPF en el mismo.
(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas de YPF detalladas por países a 31 de diciembre de 2011, indicando también el porcentaje que posee YPF en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Argentina				
	Loma La Lata	100%	O	L - G
	Los Perales	100%	O	L - G
	San Roque	34%	NO	L - G
	Chihuido La Salina	100%	O	L - G
	Acambuco	23%	NO	L - G
	Chihuido Sierra Negra	100%	O	L - G
	Manantiales Behr	100%	O	L - G
	El Portón	100%	O	L - G
	Barranca Baya	100%	O	L - G
	Puesto Hernández	84%	NO	L
	Seco León	100%	O	L - G
	Aguada Toledo - Sierra Barrosa	100%	O	L - G
	Magallanes	63%	NO	L - G
	Aguada Pichana	27%	NO	L - G
	Desfiladero Bayo	100%	O	L - G
	CNQ 7A	50%	NO	L
	Señal Picada	100%	O	L - G
	Tierra del Fuego	30%	NO	L - G
	Vizcacheras	100%	O	L - G
	Lomas del Cuy	100%	O	L - G
	Chihuido La Salina Sur	100%	O	L - G
Estados Unidos				
	Neptuno	15%	NO	L
	Neptuno Norte	15%	NO	L

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2011		A 31 diciembre 2010	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Argentina	42,76	9,66	37,49	9,78
Estados Unidos	72,46	17,50	56,10	22,93

Nota: corresponde a un dato origen en dólares convertido a tipo de cambio medio acumulado dólar/euro de cada periodo.

DESCUBRIMIENTOS

Convencional

YPF completó en 2011 la perforación de diez pozos exploratorios en la cuenca Neuquina (cinco de ellos en áreas no operadas). Del total de pozos perforados, cuatro fueron descubridores (Triquileu sur x-1, Jagüel Casa de Piedra este x-1 y x2, y Chachahuen Sur x-2) y tres esperan terminación.

En enero de 2012 se anunció el descubrimiento de un reservorio de petróleo convencional en la cuenca Neuquina, en el bloque Chachahuén, ubicado en el extremo sur de la provincia de Mendoza.

La campaña exploratoria desarrollada durante el ejercicio consistió en la perforación de tres pozos con profundidades de entre 1.000 y 1.500 metros. Los sondeos documentaron el desarrollo de capas mineralizadas de la Formación Rayoso con espesores promedios de 10 metros. Dos de los pozos fueron testeados aportando en conjunto 500 barriles diarios de petróleo de densidad media (24° API). El tercero, recientemente perforado, se encuentra en etapa de ensayo.

No convencional

En el marco del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014 se ha completado la primera etapa de desarrollo, con 15 pozos verticales en la zona norte de Loma La Lata y Loma Campana (provincia de Neuquén), con objetivo *shale oil* en la formación Vaca Muerta, todos ellos con producciones iniciales de entre 200 y 600 bep por día.

Continuando con el proyecto exploratorio en la zona de la formación Vaca Muerta, se completó la perforación de dos pozos verticales en los bloques Bajada de Añelo y La Amarga Chica, ambos situados al norte del área mencionada anteriormente. El pozo BAñ.x-2 arrojó una producción de crudo de alta calidad (48° API), mientras que en el pozo LACh.x-3 se obtuvieron resultados positivos en las pruebas realizadas, produciendo crudo de 35° API. El resultado de estos pozos está en línea con los resultados previos. Los recursos asociados a esta área están en proceso de evaluación y pendientes de actividad adicional que está siendo ejecutada.

Se estima que la formación Vaca Muerta se extiende sobre una superficie total de unos 30.000 km^2, de la que YPF tiene derechos sobre unos 12.000 km^2. Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área sería petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de YPF al cierre de 2011 fue de 180,7 Mbep, un 8,5% inferior a la del año anterior. La producción de líquidos se situó en 100,4 Mbbl, siendo la de crudos de 81,4 Mbbl, y la de gas, de 80,3 Mbep. Los paros gremiales, que tuvieron lugar principalmente en el sur durante el período abril-julio, recortaron la producción en 9,5 Mbep. Sin tener en cuenta los paros gremiales y pérdidas ocasionadas por terceros, la producción de crudo disminuiría un 2,5% respecto al mismo período del año anterior.

En el marco del programa de Gas Plus, destinado a impulsar la producción de gas, YPF obtuvo la aprobación de los proyectos "Lajas Tight Gas", "Piedras Negras-Señal Lomita", "Rincón del Mangrullo" y "Precuyano - Cupen Mahuida". En las áreas en asociación se consiguió asimismo la aprobación de los proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y en Lindero Atravesado.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica:

	2011			2010		
	Líquidos	**Gas natural**	**Total**	**Líquidos**	**Gas natural**	**Total**
	(Mbbl)	**(bcf)**	**(Mbep)**	**(Mbbl)**	**(bcf)**	**(Mbep)**
Argentina	99	451	180	107	505	197
Estados Unidos	1	1	1	1	1	1
Total producción neta	**100**	**453**	**181**	**107**	**506**	**197**

Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2011 (1)			
	Crudo		Gas	
	Bruto	**Neto**	**Bruto**	**Neto**
Argentina	11.559	9.918	841	529
Estados Unidos	7	1	-	-
Total	**11.566**	**9.919**	**841**	**529**

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Crudo		Gas	
	Bruto	**Neto**	**Bruto**	**Neto**
Argentina	11.036	9.378	831	542
Estados Unidos	7	1	-	-
Total	**11.043**	**9.379**	**831**	**542**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

RESERVAS

Al cierre de 2011, las reservas probadas de YPF, estimadas de conformidad con el marco conceptual establecido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.013 Mbep, de los cuales 585 Mbep (58%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 427 Mbep (42%), a gas natural.

La evolución de las citadas reservas fue positiva en 2011, con la incorporación de 202 Mbep, de los cuales 137 corresponden a petróleo. Destaca la incorporación de un importante proyecto de desarrollo de petróleo en reservorios no convencionales (Vaca Muerta) en la unidad de negocio Neuquén Gas y la extensión de las concesiones en todas las áreas de reservas de la unidad de negocio Mendoza.

En 2011 se consiguió un ratio de reemplazo de reservas del 112% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (153% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 60% en gas natural).

ACTIVIDAD

Actividad presente de YPF por área geográfica						
	A 31 de diciembre de 2011					
	Dominio minero (1)				**Nº de pozos exploratorios en perforación** (3)	
	Nº de bloques		**Área neta (km²)**(2)			
	Desarrollo	**Exploración**	**Desarrollo**	**Exploración**	**Brutos**	**Netos**
Argentina	93	48	26.752	73.075	9	6
Guyana	-	1	-	2.520	1	*
Estados Unidos	5	49	16	672	-	-
Uruguay	-	2	-	3.400	-	-
Total	**98**	**100**	**26.768**	**79.667**	**10**	**6**

(1) Operado y no operado por YPF.
(2) El dominio minero bruto es la extensión de un área en la que YPF tiene un porcentaje de participación. El dominio minero neto es la suma de las participaciones en el dominio bruto.
(3) Un pozo bruto es un pozo en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.
* Menos de un pozo exploratorio.

Argentina

Durante el ejercicio, las principales actividades de exploración de YPF en Argentina tuvieron los siguientes focos:

Offshore. YPF es actualmente el operador de tres bloques:

- En la cuenca de Malvinas (Argentina), en los bloques CAA40 y CAA46, donde se perforó en busca de petróleo el sondeo Malvinas x.1 a una profundidad de agua de 490 metros y con una profundidad final de 2.000 metros, con resultado negativo. YPF poseía una participación del 33,5%. En diciembre se devolvió a

la Secretaría de Energía de la Nación el 100% del área CAA-40 y 50% del área CAA46, al haberse cumplido el primer periodo exploratorio, y se incrementó la participación de YPF en la misma al 100%.

- Bloque E1, en la cuenca Colorado (Argentina), a una profundidad de 1.600 metros, que se encuentra en la etapa inicial de planificación de pozos. YPF posee una participación del 35%.

YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado, siendo el operador uno de los socios. Durante 2011 se llevaron a cabo estudios de geología y geofísica para definir el diseño de la sísmica a registrar.

Onshore

No convencional

- *Shale oil*: En el marco del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, se realizaron en 2011 quince pozos exploratorios verticales en la formación Vaca Muerta, en Loma La Lata (provincia de Neuquén), cuyos resultados positivos, junto con los estudios sísmicos y geológicos realizados, permitieron estimar la existencia de recursos técnicamente recuperables en esta área. El primer *step out* exploratorio lo constituyó el pozo BAñ.x-2, en el bloque Bajada de Añelo, que resultó productivo. El segundo lo constituyó el pozo LACh.x-3, en el bloque La Amarga Chica. Ambos mostraron buenos resultados en línea con los del sector norte de Loma La Lata y Loma Campana.

  Con respecto a la actividad fuera del ámbito del norte de Loma La Lata y los bloques aledaños, se completó el pozo ChSN.xp-623, situado en el bloque Chihuido de la Sierra Negra. Se estimularon los 150 metros inferiores, obteniéndose petróleo de alta calidad (37°API). Actualmente, este pozo está en espera de terminación.

  Adicionalmente, se realizaron las perforaciones de los pozos LCav.x-2, en el bloque Bandurria, MMo.x-1, en el bloque Mata Mora y LAm.x-2 en el bloque Loma Amarilla, y se inició la perforación del pozo Corr.x-1, en el bloque Corralera.

- *Shale gas*: A mediados de diciembre se puso en producción el pozo LLLK.x-2h, primer pozo horizontal de la formación Vaca Muerta con objetivo *shale gas*. Dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, se comenzó en diciembre el sondeo CA.x-5, en el bloque Cerro Arena, y el sondeo LDMo.x-1, en el bloque Loma del Molle, ambos con objetivo *shale gas* en la formación Vaca Muerta.

Convencional

- Provincia de San Juan: se perforó el pozo de estudio Ansilta es-1 (Área Tamberías), que alcanzó la profundidad de 2.507 metros bajo boca de pozo (mbbp), y sin evidencias de hidrocarburos. Con este resultado, el bloque será devuelto al finalizar el segundo período exploratorio, en marzo de 2012.

- Provincia de Chubut: se perforó en el sector suroeste de la cuenca de Cañadón Asfalto el pozo de estudio Las Coloradas es-1 (Área Gan Gan), que en la profundidad de 1.600 mbbp documentó rocas del basamento económico y alcanzó la profundidad final de 2.065 mbbp. Esta nueva información permitirá ir ajustando el modelo prospectivo en una zona que por su potente cobertura basáltica solo se dispone de información proveniente de métodos potenciales y muy escasos datos de sísmica 2D. También se recolectaron muestras para geoquímica de suelos entre Gorro Frigio y Sierra de la Manea, cubriendo 500 km^2 del área CGSJ V/A.

- Provincia de Mendoza: con la interpretación realizada sobre el programa sísmico 3D adquirido en el último trimestre de 2010, se estableció la ubicación de dos pozos exploratorios en el bloque Los Tordillos Oeste, provincia de Mendoza, en sociedad con Sinopec Argentina (antes Occidental Exploration and Production), que tiene una participación del 50%. Para ambos proyectos se han gestionado ante las autoridades de aplicación las respectivas autorizaciones ambientales, que se esperan obtener a mediados de 2012, permitiendo así la perforación de los proyectos. Esta actividad permitirá cumplir con los compromisos de inversión del primer período, que se ha extendido a partir de la aplicación del artículo 1 de la resolución provincial 546/09.
- Provincia de La Rioja: se registró un programa de sísmica 2D de carácter regional de 300 kilómetros en el ámbito de los Bolsones Bermejo y Pagancillos (área Bolsón del Oeste). El principal objetivo es contar con una mejor definición de la geometría de las formaciones y visualizar potenciales estructuras que permitan la definición de un prospecto que se prevé perforar en 2012. Además, se realizó un muestreo para geoquímica de suelos sobre 150 km^2 en la zona oeste de Guandacol.
- Áreas de frontera: en el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Puesto Chacaico x-1, alcanzando una profundidad de 836 metros. El pozo presentó impregnaciones de hidrocarburo fresco en varias unidades del Cretácico Inferior, comprobando así la existencia de un sistema petrolero activo para este sector de frontera de la cuenca Neuquina.
- *Play* Borde de Cuenca: se inició la exploración en busca de crudos pesados en el borde de la cuenca Neuquina, en el sur de la provincia de Mendoza. El plan de trabajo consiste en la perforación de al menos 15 pozos de estudio con profundidades variables. El objetivo es definir la extensión del *play* y su espesor mineralizado.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, al cierre de 2011 se habían perforado 659 pozos de desarrollo, incluyendo 98 inyectores, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.510 millones de dólares.

Durante 2011, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Se llevaron a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar con la optimización de la capacidad de compresión y de las instalaciones de superficie.

Las iniciativas clave de YPF correspondientes a la mejora en activos productivos incluyen:

- Neuquén Gas: durante 2011 en el área Loma La Lata se continúo con la implementación del plan integral de explotación en baja presión del yacimiento, realizando la adecuación de otra unidad de separación primaria y estación compresora, además de completar la optimización del sistema de interconexión de estaciones compresoras, lo que permite minimizar pérdidas y flexibilizar el sistema de ductos internos. Asimismo, se inició el piloto de producción en ultra baja presión mediante la instalación de moto-compresores móviles en la boca del pozo. Por otro lado, en la zona de Aguada Toledo-Sierra Barrosa se ejecutó un programa de perforación de 10 pozos nuevos y la reparación de 14 pozos existentes, productores e inyectores, desarrollando así el plan integral de recuperación secundaria, que también incluye la adecuación de instalaciones de superficie. En la misma zona, se inició en el último trimestre del ejercicio la actividad de desarrollo de gas no convencional *(tight gas)* de la formación Lajas, mediante actividad de fractura de pozos existentes y con perforación de nuevos pozos, correspondiente a la UTE Lajas, en asociación con Vale do Río Dolce.

- Mendoza: se actualizaron los modelos con la información obtenida el año anterior en el campo Llancanelo y se continuó con la actividad de delineación y pruebas de producción en frío con la perforación de dos nuevos pozos en otras zonas del campo y en reservorios más profundos. Se completó la actividad de perforación prevista para el yacimiento Loma de la Mina con ocho nuevos pozos en distintas posiciones del bloque, se continuó con la perforación en Cerro Fortunoso con ocho pozos dirigidos, y se perforaron dos nuevos pozos en el Valle del Río Grande, obteniéndose en uno de ellos información necesaria para investigar petróleo no convencional en 2012. Para continuar con el desarrollo del campo Desfiladero Bayo se realizaron cinco pozos productores y tres conversiones en la zona Norte. También se perforaron cuatro pozos de reemplazo de inyectores y se realizaron cuatro conversiones en la zona de Desfiladero Bayo Infill, para comenzar a adecuar el campo a los niveles de inyectividad requeridos para el desarrollo planteado en este campo. En 2011 se perforaron siete pozos nuevos, de los cuales tres fueron pozos dirigidos correspondientes al Área de Reserva Chihuido de la Salina (dos en el yacimiento Chihuido la Salina Centro norte y uno en Chihuido La Salina Norte) y cuatro pozos horizontales, de los cuales dos fueron en el Área de Reserva El Portón. Como actividad de *work over* se realizaron 12 reparaciones, de las cuales cinco fueron en el yacimiento El Portón Sur (Área de Reserva El Portón), una en el yacimiento Chihuido La Salina Norte y cinco en el yacimiento Chihuido La Salina Centro Norte (Área de Reserva Chihuido La Salina). En Mendoza Norte se continuó con el proyecto de Vizcacheras Pinch Out con la perforación de 10 pozos, *work over* asociados y sus facilidades. En el área de La Ventana se repararon y reactivaron pozos.
- Neuquén y Río Negro: en el yacimiento El Medanito (100% propiedad de YPF), después de una campaña de perforación agresiva durante 2010 (en la región centro oeste), durante 2011 se realizó otra fuerte campaña de perforación incluyendo un nuevo piloto de inyección de agua (en la región suroeste). La actividad de perforación prevista para 2012 incluye la continuidad de un masivo desarrollo en toda la zona, y la terminación de la construcción de nuevas instalaciones que comenzó dos años atrás.
- Chubut: el proyecto de desarrollo Integral Manantiales Behr incluye los proyectos denominados El Alba, La Carolina, Grimbeek y Sur Manantiales. Posee actualmente 840 pozos perforados en producción de petróleo y 15 pozos en producción de gas libre; durante 2011 se perforaron 196 pozos, de los cuales se pueden identificar 87 pozos *infill* en el bloque de Grimbeek y 109 pozos de desarrollo distribuidos en los cuatro proyectos, con una inversión total de 283 millones de dólares para este período. El objetivo general de este nuevo proyecto es llegar a obtener un desarrollo integral de nuevas áreas, con la posibilidad de realizar un avance ordenado en construcción de pozos nuevos, implementar nuevos proyectos de recuperación asistida y acompañar el desarrollo con las correspondientes instalaciones de superficie en búsqueda de incrementar el factor de recobro del área. Dentro del área de reserva, el proyecto que cuenta con un mayor potencial de desarrollo por primaria es La Carolina, al que se suma un proyecto piloto de inyección de polímeros en Grimbeek II, la implementación de un proyecto de inyección de surfactantes en Sur Manantiales Behr y el potencial de perforación de pozos *infill* visualizado en algunas zonas.
- Santa Cruz: en 2011 se pusieron en marcha 13 proyectos de desarrollo integral a través de cuatro áreas de desarrollo (Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco), que comprenden una cartera total de 79 proyectos. Los principales proyectos integrales incluyen Cerro Grande, Maurek, Seco y León Los Perales. Han sido perforados 65 pozos en relación con estos proyectos, los

cuales, incluidos los gastos de recursos asociados, representan una inversión total estimada de 154 millones de dólares.

Dentro del desarrollo de nuevos negocios de exploración y producción se pueden mencionar las tareas relacionadas con:

Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014: durante 2010 se firmaron convenios de colaboración con 12 provincias, en los cuales YPF asumió el compromiso de evaluar el potencial exploratorio de las cuencas sedimentarias. Las provincias firmantes fueron Entre Rios, Formosa, Chaco, Santa Cruz, Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, San Juan, La Rioja, Salta, Misiones y Tucuman. Durante 2011 se han mantenido reuniones técnicas con representantes de esas provincias y se han concluido tres de las cuatro fases contempladas para el periodo 2010-2012, previéndose la entrega del informe con la identificación de oportunidades en el primer cuatrimestre de 2012.

Dominio minero explotación: a partir de 2011 se otorga oficialmente la extensión por 10 años de 16 bloques de explotación en la provincia de Mendoza, con inversiones en exploración por 54 millones de dólares.

Nuevo dominio minero: hubo una importante participación de YPF en las Rondas de Licitación 2011 de las provincias de Chubut y Mendoza. Se espera por el cierre de las negociaciones de las áreas adjudicadas.

Expansión internacional

La actividad internacional tuvo como foco principal en 2011 la evaluación de oportunidades exploratorias en Sudamérica. En la actualidad, YPF participa en negociaciones en los siguientes países:

- Colombia: se ha negociado la entrada en cinco bloques: Catguas, Carboneras, COR12, COR14 y COR33. Los dos primeros lotes se encuentran en la cuenca de Catatumbo, mientras que los restantes se sitúan en la cuenca de Cordillera Oriental. En la actualidad, se está a la espera de las aprobaciones de los organismos estatales competentes. La participación de YPF varía entre el 10 y el 60%, y sería operador en cuatro bloques. El área total del nuevo dominio minero es de 3.398 km². La actividad exploratoria que se debe realizar en los próximos dos años consiste en la adquisición de 180 kilómetros de sísmica 2D y de 50 km² de sísmica 3D, más la perforación de dos sondeos con objetivos no convencionales.
- Perú: se espera la firma por parte del gobierno peruano de los lotes 180,182 y 184 de la cuenca de Huallaga, y 176 de la cuenca de Ucayali. En todos los casos YPF tiene una participación del 25% en el consorcio formado con Repsol (operador, 25%) y Ecopetrol (50%).
- Paraguay: en septiembre de 2011, YPF recibió la adjudicación del permiso de prospección Manduvira. Este permiso está ubicado en el ámbito de la cuenca de Chacoparaná.
- Uruguay: con fecha 30 de mayo de 2011, el Comité de Dirección de YPF autorizó la firma de un contrato de prospección con la ANCAP y la constitución de una sociedad de YPF en Uruguay. El área está ubicada onshore, en la cuenca de Chacoparaná. YPF participa también offshore en las áreas 3 y 4 de la cuenca de Punta del Este, siendo operador de una de estas áreas.

- Chile: durante 2011 YPF fue declarada ganadora de los bloques onshore San Sebastián (40%) y Mazarri/Lago Mercedes (50%).

Áreas no operadas

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Sipetrol (en el que YPF tiene una participación del 50%) y ubicado en el offshore del Estrecho de Magallanes. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, cuando comenzó a producir al 30% de su capacidad. Esta situación se mantuvo durante 2011. La puesta en marcha de las plataformas AM-2, AM-3 y AM-6 se realizó con éxito el 22 de diciembre de 2011 y queda por completar la conexión de la AM-1 al TurboCompresor 200 (TC200), ubicado en la AM-2. La producción ascendió a un promedio de 800 metros cúbicos por día de crudo y 1,8 Mm^3/d de gas. Cuando se ponga en marcha este equipo se incorporará la plataforma AM-1 con un aporte adicional de 600.000 metros cúbicos al día de gas y aproximadamente 60 metros cúbicos al día de crudo.

En Aguada Pichana, operado por Total Austral y en el que YPF tiene una participación del 27,27%, se delineó y desarrolló el proyecto Las Cárceles. Se registró la sísmica 3D en las Cárceles Oeste a finales de diciembre de 2011 y se comenzó con la interpretación. Se perforó el pozo exploratorio AP.xp-1001 con objetivo *shale gas* en Vaca Muerta (primer pozo *shale* de la UTE) y se encuentra en espera de terminación.

En el bloque CNQ 7A, operado por Pluspetrol, en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. Se inició en diciembre 2011 la inyección en el proyecto piloto de inyección de polímeros en Yacimiento El Corcobo Norte.

Los pozos exploratorios JCPE-x1 / JCPE-x2 fueron perforados en 2011 resultando exitosos económicamente.

Estados Unidos

El campo Neptune estabilizó su producción en 10.000 bbl/día por más de seis meses consecutivos.

A pesar de la falta de nuevas perforaciones, las respuestas satisfactorias del reservorio permitieron incorporar hasta 3,5 Mbbl *(gross)* de reservas probadas, obteniendo un ratio de reemplazo de más del 80%.

El consorcio del campo Neptuno aprobó el desarrollo del pozo SA01ST1 en la locación W2 de dicho campo, de acuerdo a lo propuesto por el equipo técnico de Maxus E&P.

Debido a la falta de perforación de nuevos pozos en 2011, la producción resultó significativamente más baja que el pronóstico original, en más de 1,5 Mbbl. De todos modos, los mayores precios relativos del crudo compensarán parcialmente el déficit.

El comité de Maxus aprobó la extensión de 35 bloques exploratorios que le permitirán en un futuro a la compañía desarrollar nuevas oportunidades de negocio.

Gas natural

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 12.280 millones de metros cúbicos en 2011, lo que representa un descenso aproximado del 5,5% respecto a los volúmenes comercializados en 2010. La disminución más relevante de las ventas se produjo en el segmento de industrias. En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó alrededor del 30%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 4,4% respecto al año anterior, especialmente por la disminución del volumen en los segmentos menos rentables.

Dentro del programa impulsado por el gobierno argentino, durante todo el año operó el barco regasificador de GNL ubicado en Bahía Blanca, lo que permitió incorporar al sistema 2.222 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 23% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.218 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 8 Mm^3/d, aproximadamente.

Tanto en abril como en diciembre de 2011, YPF llevó a cabo trabajos de adecuación y mejora en las instalaciones de Bahía Blanca, logrando incrementar la capacidad de inyección de gas natural desde 10 hasta 12,5 millones de metros cúbicos al día en abril, y posteriormente hasta 14,5 millones de metros cúbicos al día. Se espera que los trabajos de mejora permitan incrementar la inyección de gas natural hasta 17 millones de metros cúbicos al día en abril de 2012.

Por otra parte, la UTE Escobar (participada al 50% por Enarsa e YPF), con YPF como operador, finalizó el ejercicio con los trabajos de desarrollo, construcción y puesta en operación de la terminal GNL Escobar.

Esta terminal está siendo operada por YPF y regasifica el GNL a través de un barco con capacidad para regasificar 17 millones de metros cúbicos al día y almacenar 151.000 metros cúbicos de GNL. Desde su puesta en marcha en mayo de 2011, esta terminal ha regasificado 1.375 millones de metros cúbicos.

ENARSA e YPF se han asociado bajo la forma de UTE con el objeto de llevar a cabo de forma conjunta la ejecución y explotación del proyecto GNL Cuatreros. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto estará ubicado en Bahía Blanca y se encuentra en su fase de desarrollo.

REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huincul (en Neuquén). La Plata tiene una capacidad de destilación de 189.000 barriles por día y una capacidad de conversión de 119.000 barriles diarios; Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de destilación de 105.500 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huincul tiene una capacidad de destilación de 25.000 barriles por día. Además, la refinería La Plata cuenta con una planta de elaboración de lubricantes con una capacidad de 860 metros cúbicos por día de bases terminadas.

La actividad logística de crudos se realiza a través de tres empresas con participación accionarial de YPF (Oldelval, Termap y Oil Tanking Ebytem), buques contratados y dos oleoductos propios (Puesto Hernández-Luján de Cuyo y Puerto Rosales-La Plata). La logística de los productos se realiza fundamentalmente a través de dos poliductos propios (Luján de Cuyo-San Lorenzo-La Matanza y La Plata-La Matanza), tres puertos de carga, 12 buques tanques, ocho barcazas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.600 camiones.

Además, tiene el 50% de participación en Refinor, empresa que refina, transporta y comercializa combustibles (70 estaciones de servicio, 35 teniendo en cuenta el 50% de participación de YPF) y derivados en el noroeste argentino.

Las refinerías de YPF procesaron 45,2 miles de metros cúbicos al día en 2011, lo que supone un descenso del 4,2% en comparación con 2010. Esta disminución se debió principalmente a los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge durante el primer semestre, a la baja disponibilidad de crudo neuquino y a los paros programados de unidades.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2011 se mantuvieron altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios.

Conforme a los últimos estudios de benchmarking, los estándares de mantenimiento y disponibilidad mecánica de las unidades de Refino YPF están entre los mejores en su tipo a nivel mundial.

Se optimizó la carga y, por tanto, la utilización de las unidades de conversión, permitiendo que la producción de gasolinas para el mercado interno ascienda a 3,7 millones de metros cúbicos, implicando un incremento del 8,8% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

En 2011 se continuó con el posicionamiento de YPF en la comercialización de IFO (bunker naval). El desarrollo logístico realizado posicionó a YPF como uno de los primeros suministradores de la zona e incrementó su cuota de mercado desde el 14% de 2007 al 41,4% en 2011.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2011:

Capacidad de refino (1)	**Destilación primaria** (kbbl/d)	**Ratio de conversión** (2) (%)	**Lubricantes** (Miles de toneladas por año)
Argentina			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	—
Plaza Huincul	25	—	—
Refinor(3)	13	—	—
Total (4)	**333**	**74**	**256**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de integración en los estados financieros del Grupo Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, excepto Refinor (50%).
(2) Expresado como el ratio de la capacidad equivalente de FCC en relación con la capacidad primaria de destilación.
(3) Total de capacidad primaria de destilación: 26.100 barriles por día.
(4) Se refiere a la capacidad total de destilación de YPF en Argentina (tres refinerías de YPF, más la participación en la refinería de Refinor).

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de YPF atendiendo a sus principales productos:

Millones de toneladas	**A 31 de diciembre** **2011**	**2010**
Materia prima procesada		
Crudo	14,3	15,4
Otras materias primas	0,4	0,4
Total	**14,7**	**15,8**

Miles de toneladas	A 31 de diciembre 2011	2010
Producción de refino:		
Destilados intermedios	7.013	7.067
Gasolina	3.711	3.762
Fuelóleo	914	1.440
GLP	620	674
Asfaltos	221	205
Lubricantes	165	181
Otros (excepto petroquímicos)	1.008	936
Total	**13.652**	**14.264**

La utilización de la capacidad de refino fue aproximadamente del 89%, comparada con el 93,2% en 2010.
La actividad logística aumentó un 3% respecto al año anterior, y se obtuvieron altos niveles de ocupación en el uso de ductos, terminales y puertos, así como en el transporte por carretera y en el marítimo y fluvial.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 396 millones de euros en 2011, lo que supone un incremento del 42% respecto al año anterior (148 millones de euros).

Según lo estipulado en la Ley 26.093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con bioetanol y gasóleo con biodiésel (FAME). Para tal fin se finalizaron las obras para adecuar la infraestructura de las plantas a la recepción de FAME en las terminales San Lorenzo y Dock Sud, y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesado de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo, La Matanza y La Plata, encontrándose en construcción en las terminales Barranqueras, Villa Mercedes y Junín.

Actualmente, continúan las inversiones para la construcción de instalaciones de recepción de bioetanol para la mezcla de gasolinas, y de FAME para la mezcla con gasóleo en las restantes terminales de despacho, así como para la ampliación de la capacidad de transporte del oleoducto Puesto Hernández al complejo industrial Luján de Cuyo.

Asimismo, se ha puesto en marcha la automatización en las terminales Monte Cristo, Luján de Cuyo, San Lorenzo, La Matanza, La Plata y Barranqueras, continuando con el cronograma para las restantes plantas. También se han aprobado las inversiones necesarias para la construcción de tanques que permitirán reforzar la logística y satisfacer la demanda del mercado.

Debido a los cambios en la cesta de crudos disponibles en el mercado interno (crudos mas ácidos, mayor contenido de sólidos) se ha continuado con el plan inversor en el parque refinador incorporando nuevos equipos de procesos y una mejora en la metalurgia de las instalaciones.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la calidad de los combustibles, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrotratamiento de gasóleo y gasolinas.

En la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrotratamiento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 10 partes por millón (ppm) de azufre. Adicionalmente, se inició la construcción de la nueva unidad de Coque “A”, que aumentará la capacidad de procesamiento aproximadamente en un 70%.

En la refinería Luján de Cuyo se ha avanzado con la instalación de una planta de hidrotratamiento de gasóleo de 2.640 metros cúbicos por día y la construcción y montaje de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasolina.

Tanto en la refinería de La Plata como en la de Luján de Cuyo se ha puesto en servicio un sistema de compresión que permite recuperar parte de los gases que se enviaban a la antorcha para ser usados como fuel gas en hornos y calderas. En el caso de Luján de Cuyo, la recuperación diaria equivale a 76.800 metros cúbicos normales por día de fuel gas y el caso de La Plata, la recuperación diaria equivale a 130.000 metros cúbicos normales de fuel gas. También implica una mejora medioambiental significativa, ya que se reduce la emisión de CO_2. El proyecto de La Plata se ha convertido en el primero en calificar como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) dentro de la compañía, y el de Lujan de Cuyo está en proceso de calificación por Naciones Unidas.

Durante 2011 empezó un plan de inversiones para aumentar la capacidad de almacenamiento, segregación y despacho de combustibles para todo el país e incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo en las refinerías. Esta obra permite incrementar la capacidad de almacenamiento en 160 miles de metros cúbicos de gasóleo, 50 miles de metros cúbicos de gasolinas y 180 miles de metros cúbicos de crudo.

Comercialmente, YPF atiende a distintos segmentos del negocio (retail, agro, industria), para lo cual cuenta con una red de 1.557 puntos de venta en todo el país, permitiendo que la compañía tenga una cuota de mercado superior al 57% en el conjunto de gasolinas y gasóleos.

A través de la sociedad Opessa (100% de participación), gestiona en forma directa 181 estaciones de servicio, cuya venta de combustible representa el 16,6% de las realizadas por el segmento Retail.

En el campo de las tiendas de conveniencia, en toda la red se expande el modelo Full y Full Express (modelo más simplificado), con 359 y 29 puntos de venta, respectivamente, a nivel país incluyendo a la red propia y a los franquiciados.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, durante 2011 el plan de mejoras de imagen se implantó en 80 estaciones de servicio. En octubre se inauguró la primera estación hito de la Red YPF “Nordelta”, que incorpora nuevas tecnologías (etiquetas digitales, televisión corporativa…).

Para la atención del segmento Agrícola, se cuenta con nueve bases diésel propias distribuidas en Argentina, identificadas como “YPF Directos”, constituyendo un sistema integral de venta que consolidó la participación de la compañía en un sector vital para el desarrollo de la economía del país y en pleno crecimiento.

A través de dichas bases se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago, entre otros, granos de cereales (fundamentalmente soja), que procesadas, producen harinas y aceite que se comercializan fundamentalmente en el mercado externo. En este orden, en materia de canje de granos, durante 2011 se alcanzó un volumen en operaciones pactadas mayor a 850.000 toneladas.

En el caso del aceite, una parte se destinó a la producción de FAME, producto que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (a diciembre de 2011 el porcentaje de FAME incorporado en el gasóleo es del 7%).

En la sinergia con Química, se comenzó a comercializar un nuevo producto identificado como FS Glifosato II, formulado y producido internamente.

En materia de Minería se han firmado 20 acuerdos comerciales para el abastecimiento de gasóleo y/o lubricantes a distintas compañías mineras a lo largo del país. Para

mejorar la atención a este segmento, se inauguraron dos bases propias identificadas como YPF Minero Valles (provincia de Salta) e YPF Montecristo (provincia de Córdoba) y se está trabajando en el análisis de dos nuevas en Quilla (provincia de Santa Cruz) y Albardón (provincia de San Juan).

Durante 2011, la compañía lideró el posicionamiento de la gasolina de mayor calidad (grado 3) "N-Premium", habiendo alcanzado una cuota de mercado del 63,9% y mejorado el mix sobre naftas al 29,2% respecto al 22,6% existente el año anterior.

En gasóleo, se ha impulsado fuertemente la venta del producto *Premium* de bajo contenido de azufre (D-Euro), recomendado para todos los motores de alta gama, alcanzando una cuota de mercado del 62,9% en el segmento Retail y un mix en dicho canal del 18,5 % respecto al 9,7 % de 2010.

Esta estrategia permitió destinar a los canales de industria, transporte y agro una porción mayor del gasóleo Ultradiesel, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de dicho producto.

En materia de lubricantes, el desempeño de la línea Alta gama livianos representada por el Elaión (producto de alta *performance* para automóviles livianos) fue positiva respecto al año anterior, con un aumento del 12,5% de los volúmenes comercializados.

A finales de 2011, ante las necesidades de un mercado cada vez más exigente, se desarrolló una nueva línea de productos especialmente diseñados para proteger los motores sin importar el tipo de combustibles utilizado, aplicando en la formulación la tecnología Flexlub con compuestos innovadores capaces de neutralizar la acción de los contaminantes y garantizando la limpieza del motor.

Durante 2011 se lograron superar los volúmenes comercializados el año anterior en un 13% de la línea Alta gama pesados, lubricantes premium para motores diésel pesados representados por la serie Extravida que responden a las más elevadas normas de calidad.

En el presente año, YPF lanzó la primera línea de productos para el cuidado del automotor, identificada como "Obsesión" y compuesta por una familia de productos bajo un mismo y único concepto, con un paquete moderno y atractivo, y con una imagen tratada como la de un producto cosmético, incluyendo anticongelantes, refrigerantes, anticorrosivos, líquidos para frenos, líquidos limpiaparabrisas, lavacoches, cera brillo final, renovadores de siliconas, limpia tapizados, limpia motores, aromatizadores y lubricante multipropósito.

En Comercial, las principales líneas estratégicas se orientan a adaptar la gestión hacia un entorno competitivo, posicionando y potenciando los productos o servicios de mayor valor agregado y estudiando nuevas alternativas de negocios.

Se potenciará el crecimiento internacional incorporando a la comercialización de lubricantes en Brasil la constitución de una sociedad propia para el abastecimiento en el territorio chileno de lubricantes de todo tipo y combustibles para el mercado aeronáutico.

QUÍMICA

El negocio de Química desarrolla su actividad productiva en los complejos industriales de Ensenada, integrada con la refinería La Plata, y en el complejo industrial Plaza Huincul, que integra la refinería Plaza Huincul y el complejo Metanol. Asimismo, YPF realiza actividad química en el complejo Bahía Blanca a través de su participada Profértil.

Estos complejos industriales cuentan con una capacidad de producción total superior a los 2 millones de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, solventes, biodiésel, agroquímicos y fertilizantes, entre otros.

Durante 2011 continuó la recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada hacia finales de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un nivel de demanda presionando sobre la oferta.

El margen de aromáticos fue levemente superior al de 2010. Esto se debió a que el mix de aromáticos tuvo incrementos del 34% sobrepasando el de la gasolina virgen, que rondó un 31%. La mejora de los aromáticos obedece a un excelente comportamiento de la cadena de valor de los xilenos (que se incrementó en casi un 40%).

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 12,8% respecto al año anterior. El principal motor de este aumento fueron las ventas de metanol al segmento de producción de biodiésel, representando un 46% para este producto.

En 2011 continuó la construcción y montaje del proyecto de la nueva unidad de Reformación con Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrotratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

En abril Profertil inició la construcción de una nueva planta de almacenaje en Puerto General San Martín (Provincia de Santa Fé) con una capacidad de almacenamiento de 200.000 toneladas de fertilizantes. La inversión total estimada asciende a 45 millones de euros.

La siguiente tabla muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos:

Toneladas por año	**Capacidad**
Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
Olefinas y Derivados	
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
Oxoalcoholes	35.000
TAME	105.000
LAB/LAS	
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos	
PIB	26.000
Maleic	
Anhídrido Maleico	17.500
Plaza Huincul:	
Metanol	411.000
Bahía Blanca	
Ammonia/Urea	933.000

INVERSIONES

Las inversiones de explotación alcanzaron los 2.182 millones de euros, frente a los 1.537 millones del ejercicio anterior. Cerca del 69% de este desembolso se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% financió proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

GAS NATURAL FENOSA

RESULTADOS

A 31 de diciembre de 2011, Repsol poseía el 30% del Grupo Gas Natural Fenosa, que consolida por integración proporcional. El resultado operativo aportado por dicho grupo ascendió a 887 millones de euros en 2011, un 0,7% superior al resultado del año anterior, en el que aportó 881 millones de euros.

A pesar de unas menores plusvalías contabilizadas por venta de activos con respecto a 2010, el resultado operativo se mantiene entre ambos ejercicios. Esta evolución se explica por la mejora de la actividad de distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas que se compensan con los menores resultados de la comercialización de electricidad en España, de distribución de electricidad en Latinoamérica y la ausencia de resultados de los activos desinvertidos durante 2010 y 2011.

Los resultados obtenidos ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de Gas Natural Fenosa, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas

España

El negocio en este país incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, Gas Natural Fenosa se comprometió a desinvertir determinados activos de distribución de gas.

En este sentido, el 30 de abril de 2010 se materializó la venta de activos de distribución de gas en baja presión correspondiente a 507.726 puntos de suministro y 3.491 kilómetros de redes de distribución, y siguiendo con los compromisos con la CNC por la compra de Unión Fenosa, el 30 de junio de 2011 se cerró la venta de otros 304.456 puntos de suministro de gas natural, con un consumo de 1.439 GWh en la Comunidad de Madrid que han sido adquiridos por el Grupo Madrileña Red de Gas.

En 2011, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 201.231 GWh, con un descenso del 2,9% respecto al año anterior.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución y el número de puntos de suministro, si bien hay que tener en cuenta que las cifras se ven afectadas por las desinversiones que se han realizado.

Al cierre del ejercicio, la red de distribución de gas alcanzó los 43.871 kilómetros, con un descenso del 2,4%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.050.000, un 4,2% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la CNC en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2011, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 5.882.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 217.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 108.000 puntos de suministro.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (gas y servicios de acceso de terceros a la red) ascendieron a 191.031 GWh, con un descenso del 5% respecto a las registradas el año anterior. Esta leve reducción es consecuencia principalmente de las menores ventas al sector de generación eléctrica en Brasil, al haber permanecido las reservas de agua de 2011 en niveles muy superiores a las de 2010 y, por lo tanto, han demandado menos gas natural.
La red de distribución de gas se incrementó en 1.339 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 65.831 kilómetros a finales de diciembre de 2011, con un crecimiento del 2,1%.

Italia

El negocio en este país incluye los servicios de acceso de terceros a la red (ATR) y las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa alcanzó en Italia la cifra de 440.297 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 4,3% respecto al 31 de diciembre de 2010.

La actividad de distribución de gas se situó en los 3.578 GWh, con un aumento del 5,6% respecto a la del año 2010. La red de distribución se incrementó en 887 kilómetros y alcanzó los 6.736 kilómetros al cierre del ejercicio.

Distribución de electricidad

España

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de

conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. Los puntos de suministro de electricidad experimentaron un ligero incremento del 0,8% en 2011, hasta alcanzar la cifra de 3.748.000.

En 2011 la energía suministrada disminuyó un 1,6%, hasta los 33.916 GWh, recogiendo la disminución del consumo que se ha puesto de manifiesto en todo el ámbito nacional y que es consecuencia del entorno económico y de la climatología de los últimos meses del año, con temperaturas más suaves.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa acordó con el fondo de inversión británico Actis la venta de sus participaciones en las distribuidoras DEORSA y DEOCSA, responsables de la distribución eléctrica en Guatemala, así como sus participaciones en otras sociedades con actividades energéticas en el país. Como consecuencia de esta desinversión, el negocio de distribución de electricidad en Guatemala sólo contribuye al resultado durante los cinco primeros meses del año.

Las ventas de actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 17.706 GWh, con un descenso moderado del 1,6%, a pesar de la desinversión en Guatemala, y la cifra de clientes registró un descenso del 27,3%.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en este país consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

La demanda de energía eléctrica en el ámbito de distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia se incrementó un 3,3% y los puntos de suministro, que se situaron en 819.506, también aumentaron respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad se cifraron en 2.445 GWh.

Electricidad

España

Este negocio incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español, el suministro de electricidad a tarifa de último recurso y el trading de electricidad en mercados mayoristas.

En 2011, la demanda eléctrica peninsular disminuyó un 2,1% respecto al año anterior. Corregido este valor de los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda descendió un 1,2%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.081 GWh durante 2011, de los cuales 35.701 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.380 GWh, a la generación en Régimen Especial. Respecto al año anterior,

presenta una disminución del 0,7% en su conjunto, un descenso del 0,3% en el Régimen Ordinario y del 5,9% en el Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2011 se situó en el 20,8%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica alcanzó 2.892 GWh, con un descenso respecto a 2010 del 39,1% como consecuencia de un año muy seco desde el punto de vista hidrológico. La generación de electricidad con ciclos combinados en 2011 alcanzó 23.967 GWh, una cifra inferior a la registrada el año anterior. La producción nuclear registró un leve aumento respecto a la de 2010. La entrada en vigor del Real Decreto de Garantía de Suministro ha supuesto para Gas Natural Fenosa que los grupos de carbón nacional, afectados por dicho Real Decreto, funcionasen de manera continuada, con una producción de 4.464 GWh, frente a los 772 GWh en 2010.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad se cifraron en 35.905 GWh.

Latinoamérica

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

La energía generada en Latinoamérica fue de 17.506 GWh en 2011, inferior a la del ejercicio anterior fundamentalmente por los descensos en México, cuya producción se vio afectada por la venta de los ciclos realizada durante 2010.

Kenia

Incluye la generación de electricidad en este país. En 2011, la producción con fuel en Kenia alcanzó los 767 GWh, una cifra muy superior a la registrada en 2010 debido a la alta demanda de producción térmica en Kenia, fruto de un año muy seco desde un punto de vista hidráulico y, consecuentemente, la disminución de los niveles de agua embalsada.

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 111.855 GWh, un 1,9% superior al del año anterior. De esta cifra, 80.569 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 31.286 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 7,7%.

En relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde la compañía participa con un 24%, se están estudiando alternativas de desarrollo para el primer sondeo.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanzó los 169.204 GWh, con un descenso del 8,4% respecto al año anterior, fundamentalmente por una menor comercialización a clientes residenciales debido a las desinversiones efectuadas. El aprovisionamiento a terceros en el mercado español se situó en 67.698 GWh tras un aumento del 2,4%.

El suministro al mercado internacional aumentó notablemente, hasta 71.733 GWh, lo que supone un incremento del 30,9%.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 56.937 GWh, lo que supone un descenso del 4,3% respecto al año anterior. Adicionalmente, se gestionó una energía de 26.503 GWh en operaciones de ventas internacionales.

Inversiones

Las inversiones de explotación del Grupo Repsol correspondientes a su participación en Gas Natural Fenosa alcanzaron los 582 millones de euros durante el ejercicio, frente a los 463 millones de 2010.

Gas Natural Fenosa destinó la parte más significativa de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad.

España sigue siendo el principal destinatario de la inversión. México y Colombia se mantienen como los principales focos de inversión en Latinoamérica.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2011, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 46.575 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 39.622 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (43%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Perú (9%), Portugal (3,1%), Ecuador (2,3%) y Uruguay (2%). El 48% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 39%, en YPF; el 7% en Upstream y GNL,y el 6%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 44%, a técnicos; el 3%, a administrativos; y el 46%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 88% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

Durante 2011 y con objeto de adaptar la organización al nivel actual de implementación del Plan Estratégico y dotar de mayor eficacia a la gestión de la compañía, se reorganizó su primer nivel con la creación de la Dirección General Económico Financiera y de Empresas Participadas (que incorpora el control de las sociedades participadas YPF y Gas Natural Fenosa, y las responsabilidades de la Dirección Corporativa de Medios a las responsabilidades de la anterior Dirección General Económico Financiera), así como la dependencia directa del Presidente Ejecutivo de las Direcciones Generales de Upstream y Downstream.

Para garantizar la consolidación y el crecimiento de Repsol en los países donde opera la compañía, se decidió adaptar el modelo organizativo reforzando el rol del responsable del país y, con él, la visión global de la compañía a nivel local.

En el ámbito de los negocios, los principales cambios han sido la organización de Repsol Sinopec Brasil, definida según el nuevo esquema societario, y la creación de Repsol Nuevas Energías UK.

Diversidad y conciliación

El Comité de Diversidad y Conciliación ha continuado trabajando en 2011 en la incorporación de medidas específicas para seguir impulsando la diversidad y la conciliación, a través de equipos multidisciplinares que proponen y fomentan la implantación de iniciativas innovadoras de conciliación, como el teletrabajo, la integración de personas con discapacidad, la flexibilidad de la jornada laboral, la adaptación de las instalaciones y la gestión del tiempo, entre otras.

El teletrabajo ha sido ratificado como una medida de conciliación muy valorada internamente, como se refleja en los resultados de un estudio que ha recogido las opiniones de 2.538 empleados. Tanto los teletrabajadores como sus jefes, compañeros y directivos de la compañía ponen de manifiesto cómo la confianza que el jefe deposita en el teletrabajador influye positivamente en su implicación, motivación y productividad. El programa se ha extendido en 2011 a complejos industriales y

delegaciones comerciales en España. Al cierre del ejercicio, un total de 818 personas están adheridas al programa en todo el mundo, lo que demuestra que se trata de una medida de conciliación cada vez más normalizada, clave para la retención y atracción del talento.

Otra de las líneas de actuación tiene como objetivo que los trabajadores de Repsol pueden desempeñar su trabajo con flexibilidad, de forma que pueden adaptar su jornada de trabajo a sus necesidades, siempre que su actividad laboral lo permita y de acuerdo a los usos, costumbres y restricciones que se establezcan en cada país o área geográfica.

Se incluye dentro del concepto jornada laboral flexible a las diferentes fórmulas de redistribución de la misma, bien sea en cómputo diario, semanal/mensual o estacional.

Por otro lado, y adaptándose en cualquier caso a los usos y costumbres de cada país o área geográfica, se establecen los siguientes permisos retribuídos:

- Permiso por maternidad: permite disponer de un permiso de maternidad o licencia pagada con ocasión del parto con una duración mínima de 12 semanas.
- Permiso por lactancia de hijo: las trabajadoras dispondrán en caso de maternidad, siempre que la licencia por maternidad sea inferior a 6 meses, de una permiso pagado por lactancia de una hora diaria de duración, que se prolongará durante los tres meses siguientes a su retorno del permiso legal de maternidad. Este permiso es fraccionable en dos medias horas diarias de ausencia o acumulables en un solo periodo de ocho días laborables completos.
- Permiso por paternidad: los trabajadores dispondrán de un permiso de paternidad o licencia pagada con ocasión del parto con una duración mínima de tres días laborables.
- Permiso por fallecimiento de familiar hasta segundo grado: los trabajadores y trabajadoras dispondrán en caso de fallecimiento de familiares de una licencia pagada de tres días laborables, o cinco si fuera preciso su desplazamiento.
- Permiso por matrimonio: los trabajadores y trabajadoras dispondrán de un permiso o licencia pagada con ocasión del matrimonio o registro oficial como pareja conviviente, con una duración mínima de cinco días laborables.

Estas medidas superan la legislación en la mayoría de los países donde Repsol está presente. En el caso de España, todos los empleados disponen de las siguientes mejoras:

- Se aumenta la edad del menor a 12 años para la reducción de jornada por razones familiares.
- Se equipara la pareja de hecho al matrimonio a todos los efectos, incluido el permiso de 15 días en caso de constitución de pareja de hecho.

El VI Acuerdo Marco de España incorpora la ampliación horaria de entrada y la posibilidad de disminución del descanso dedicado a comida, con el fin de anticipar la hora de salida. Además, permite compatibilizar la reducción de jornada con el teletrabajo.
Asimismo, se promueve la eficiencia de la gestión del tiempo a través de diferentes iniciativas como la difusión de una guía interactiva para el buen uso del correo electrónico y la gestión eficiente de reuniones. El interactivo de la guía ha sido realizado por 9.362 empleados.

En el marco de la igualdad de oportunidades, en Repsol consideramos la diversidad como un elemento enriquecedor que estimula la innovación y la creatividad. En este

sentido el Programa de Integración de personas con capacidades diferentes es quizá el más conocido y reconocido externamente.

El programa se inició en el año 2005 en España y su implantación progresiva ha configurado una nueva realidad en Repsol, que cuenta ya con un total de 578 trabajadores con capacidades diferentes; 400 mediante contratación directa y otros 178 mediante medidas alternativas en España (el 3,2% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Adicionalmente, trabajan 65 personas con capacidades diferentes en Argentina, 24 en Ecuador, 24 en Perú y 14 en Portugal. El 20% ocupan puestos técnicos.

En 2011 se ha realizado un importante esfuerzo por favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial y se han continuado realizando acciones de sensibilización. Han participado 6.502 personas en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía.

Repsol tiene establecidos acuerdos con distintas organizaciones, asociaciones y fundaciones, que asesoran a la compañía en temas de discapacidad y con las que se trabaja en estrecha colaboración desde los inicios del Programa. Entre ellas, destaca en España el Convenio Marco de Cooperación entre Repsol, ONCE y sus respectivas fundaciones, con actuaciones orientadas al desarrollo y potenciación de la integración y normalización social de las personas con discapacidad.

Durante 2011, Repsol Perú ha recibido el distintivo “Empresa Socialmente Responsable” (ESR) como reconocimiento a su gestión responsable como parte de la cultura y estrategia de negocio.

El Gobierto Provincial de Pichincha otorgó a Repsol Ecuador el reconocimiento “General Rumiñahui” por su trabajo socialmente responsable y comprometido con la ciudadanía en la categoría de “multinacionales grandes” y con mención de honor a las buenas prácticas de “Apoyo a la comunidad y voluntariado corporativo” e “Inclusión laboral de personas con discapacidad”.

Además, por segundo año consecutivo, la Fundación Proyecto Padres en Argentina ha concedido a YPF una mención de honor del premio “Hacia una empresa familiarmente responsable”.

En enero de 2011, Repsol obtuvo el Ability Award a la Mejor Gran Empresa Privada. Este premio, entregado en presencia de la Reina Doña Sofía, reconoce públicamente a aquellas empresas e instituciones españolas que desarrollan modelos de negocio sostenibles y que integran la discapacidad en su cadena de valor, ya sea con empleados, proveedores o clientes.

Repsol YPF, S.A es una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa. Éste está promovido por el Gobierno de España y se concede a las entidades que destacan de forma relevante y especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores.

En el mes de octubre se abrió un nuevo Programa de Servicios Asistenciales dirigido a todos los empleados fijos y temporales en España, así como a sus familiares (cónyuge o pareja de hecho, hijos, suegros, padres y abuelos) con el objetivo de apoyarles en sus problemas de salud. Entre los servicios ofrecidos se encuentran algunos como el de ayuda a domicilio, a personas mayores, tratamientos especializados, teleasistencia para mayores dependientes o menores a cargo entre otros.

El programa pone a disposición de todos ellos una bolsa de sesiones/servicios gratuitos que pueden disfrutar en sus domicilios en caso de enfermedad propia o de un familiar (psicólogo, enfermero, fisioterapeuta), telefarmacia, profesor particular para hijos en situación de convalecencia, etc

Encuesta del clima 2011

Durante el año 2011 se realizó la tercera encuesta de clima dirigida a todos los empleados fijos de la compañía (exceptuando a YPF). La participación final de este estudio fue del 82%. Los aspectos que mejor puntuación han obtenido son: proyecto de empresa, temas relacionados con la atracción de Repsol como empleador y diversidad y conciliación.

Se han generado cerca de 500 informes de resultados para satisfacer las necesidades de información demandadas por las distintas direcciones. En todos los informes siempre se ha velado por la confidencialidad.

Durante el año 2011 se han comunicado los resultados a todos los empleados. También durante este periodo, comenzaron a realizarse talleres de identificación de causas, los cuales finalizarán en el primer trimestre de 2012. Estos análisis están ayudando a la definición de acciones de mejora más eficientes.

Dichas acciones se integran en los planes anuales de personas y en los planes de acción de los distintos negocios. Por otro lado, a nivel global, la compañía ha definido unas líneas de acción transversales que serán trabajadas durante todo el año.

Inicio del proceso de cambio cultural

Durante este año 2011, la compañía ha iniciado un proceso de cambio cultural que está implicando una evolución en las formas de trabajar y en la gestión de las personas.
En este sentido, el rol del jefe es vital como transmisor de esta nueva cultura y difusor de los valores que Repsol está poniendo en relieve: la responsabilidad, la transparencia, la innovación, la colaboración o el trabajo en equipo y la igualdad de oportunidades.

Uno de los proyectos más relevantes que ayuda a la implantación del cambio es la construcción de la nueva sede corporativa. El proyecto del nuevo Campus está ayudando a convertir en realidad las nuevas formas de trabajar. El edificio está concebido desde el punto de vista espacial para favorecer estas nuevas maneras, a partir del trabajo en áreas abiertas, la integración de personas de diferentes áreas y negocios en un mismo espacio, la dotación de las mejores tecnologías para favorecer la productividad y la comunicación y la flexibilización de la jornada laboral entre otros aspectos.

La atracción de los mejores

En un entorno laboral complejo, Repsol ha seguido apostando por la implantación de programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar y garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

En este sentido, destacan las acciones realizadas para la captación y desarrollo de talento joven a través de los másteres para los perfiles técnicos del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) que en 2011 están cursando 85 profesionales de diferentes países, así como para la contratación de perfiles de gestión a través del Plan de Nuevos Profesionales mediante el cual se incorporaron en el ejercicio 35 personas. El compromiso de la empresa con este colectivo de jóvenes profesionales se está reforzando en 2012, año en el que ha arrancado el nuevo Master de Repsol en Gestión de la Energía.

En 2011 se estableció una estrategia de marketing de empleo específica para el proyecto de captación y retención de talento en áreas industriales. No sólo se ha participado en ferias de empleo, foros y seminarios en poblaciones cercanas a los complejos industriales, incrementando la presencia en universidades de dichas poblaciones, sino que también se han realizado varios procesos de selección en estas áreas de influencia. Cabe destacar en este contexto que, de acuerdo al compromiso de las áreas industriales de la compañía con la incorporación de personas con capacidades diferentes, en este año se han seleccionado nueve personas con estas características para realizar los cursos de operador de planta química en los distintos complejos.

A lo largo del ejercicio se firmaron 16 nuevos convenios de cooperación educativa con nuevas universidades y centros académicos docentes, incorporándose a la organización 365 nuevos becarios. Para este colectivo, se ha optimizado el programa de formación Plan Impulsa, beneficiándose ciertos estudiantes en prácticas de titulación superior de formación online en idiomas y en competencias genéricas, así como de la posibilidad de asistir a conferencias sobre distintas áreas de la compañía en la que desempeñan su actividad.

Se ha acometido una importante mejora del Canal de Empleo en repsol.com. Entre otras cosas, se ha diseñado una nueva *home*, incluyendo nuevos vídeos que dotan a la página de mayor dinamismo. También se han redefinido los contenidos, resultando más clara y accesible la información, así como las ofertas de empleo. El Canal de Empleo ha obtenido la mayor puntuación en la categoría de empleo en el estudio KWD Webranking, en el que repsol.com consolida un año más su liderazgo en el medio digital y mantiene, por sexto año consecutivo, su primera posición de la edición española de dicho estudio.

Repsol sigue atenta a las tendencias sociales. Por ello, y porque se apuesta por la innovación tecnológica en todos los procesos de la compañía, se monitoriza y se recogen los atributos de imagen y posicionamiento de Repsol en las redes sociales, para aprovechar las posibilidades de potenciar la imagen como empleador y utilizar nuevas fuentes de reclutamiento, entre otros cometidos.

La gestión del talento

Uno de los objetivos de la compañía es contar con el talento interno que asegure el logro de los objetivos estratégicos; para ello se cuenta con los mecanismos que aseguran el diagnóstico y desarrollo de las personas que conforman la compañía. Se parte de un catálogo de mecanismos corporativos de diagnóstico para medir las capacidades, desempeño, conocimientos y estilo de gestión de las personas, y en base a ello definir las acciones de desarrollo más adecuadas (movilidad, formación, desarrollo en el puesto y *best practices*) que puedan articular el plan de desarrollo y carrera, tanto de gestión como técnica, para la persona.

Una de las claves a lo largo de este año ha sido trabajar en el estilo de gestión de los jefes, por ello, aparte de los planes de difusión e implantación mencionados, se han puesto en marcha talleres formativos para jefes sobre el estilo de comportamientos así como sobre técnicas para evaluar y dar *feedback*. Un total de 224 jefes han pasado ya en 2011 por los talleres, que seguirán realizándose a lo largo del año próximo. En este contexto de reforzar el estilo de gestión de jefes, se ha llevado a cabo la primera convención para jefes en el área industrial en Tarragona, piloto que será exportado a otros complejos y negocios.

Se ha realizado formación de liderazgo para jefes, logrando una asistencia de un total de 254 jefes en el programa “Comunicar para liderar” impartido en cinco países distintos. Asimismo se ha difundido el estilo y las herramientas de desarrollo corporativas para los jefes en Perú, Portugal y Brasil.

Desde que en marzo 2011 se lanzó el nuevo catálogo de acciones formativas para directores basadas en el Estilo Repsol, 161 directores han pasado por un total de 10 programas formativos a lo largo del año.

Otra línea emprendida ha sido fortalecer, en los profesionales que realizan su gestión en ámbitos internacionales, sus habilidades de liderazgo en entornos multiculturales. Para ello se ha diseñado un programa al que han asistido 38 personas (17 directores y 21 jefes) y se han impartido varias conferencias abiertas sobre multiculturalidad.

Se han consolidado las herramientas que la organización utiliza para evaluar y desarrollar el talento de sus empleados como el *People Review*, que evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: sus fortalezas, áreas de mejora, y perfil profesional. A través de estas revisiones se abren planes de desarrollo y acciones concretas que incluyen movilidades dentro de la organización. En 2011 han sido revisadas 1.907 personas, de ellas 27 en Portugal, 40 en Pérú y 93 en Venezuela y Trinidad y Tobago.

Mediante el *Development Center* se evalúa el nivel de desarrollo de determinados comportamientos de la persona, a través de la realización de pruebas individuales y grupales. Destacan cuatro *Developments Centers* en Brasil y Perú, alcanzando un total de 29 personas revisadas. Dicha herramienta ha evolucionado a un nuevo formato mixto, online y presencial. Asimismo, se ha reforzado la implicación de los jefes culminando el proceso en la elaboración de un Plan de Desarrollo Individual acordado entre jefe y colaborador.

Con el objetivo de potenciar el conocimiento y desarrollo de las personas en países, se ha puesto en marcha un programa de entrevistas de desarrollo con una participación de 58 personas en Brasil y 17 en Estados Unidos.

Durante 2011, también se ha puesto en marcha la herramienta de Evaluación-Feedback que aporta una visión sobre la percepción que jefe, equipo y pares o clientes internos tienen sobre la actuación del evaluado, materializándose en un piloto para los encargados de la red de estaciones de servicio en España. En este programa piloto han sido evaluados 122 encargados y han participado un total de 969 personas. El programa integra la evaluación y las acciones posteriores de seguimiento y apoyo para los encargados, y será implantado para otros jefes en la compañía de manera progresiva.

En 2011, se realizó un diagnóstico de calidad y distribución del conocimiento técnico en las áreas de GNL, YPF Upstream y la Dirección Corporativa de Organización, Procesos y Sistemas, a través de una evaluación de competencias técnicas o conocimientos críticos en el que 1.043 personas han sido evaluadas.

Desde enero de 2011 se han llevado a cabo 7.081 movilidades y 3.373 cambios de clasificación profesional. Dentro del colectivo de directivos ha habido 60 nombramientos y 60 movilidades en el colectivo de directivos.

Formación

Repsol es una compañía comprometida con las personas, que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional: una formación enfocada a desarrollar los conocimientos, capacidades, habilidades y actitudes de las personas para alcanzar los objetivos de los diferentes negocios y unidades, y está alineada con la estrategia de la compañía y orientada al desarrollo de la cultura y el estilo de liderazgo de Repsol.

Con el objetivo de mejorar la gestión de la formación presente y futura de la compañía, en 2011 se diseñaron y se lanzaron las nuevas funcionalidades que facilitan y agilizan

la gestión de la formación de los empleados y jefes, dando respuesta a la necesidad de estandarización de las herramientas corporativas de gestión de personas en un entorno web único, más accesible y manejable.

En 2011 se han realizado más de 1.541.161 horas de formación dirigidas a más de 37.201 empleados a escala mundial.

Como hito destacan las actividades formativas para nuevos profesionales de Repsol, con la realización de los programas masters de inicio de carrera profesional que recibe este colectivo, incitándoles a aprovechar todas las oportunidades que les brinda Repsol.

Continuando con los esfuerzos iniciados en 2010, se sigue trabajando en el desarrollo de los distintos programas específicos de cada negocio partiendo de un esquema común de trabajo y haciendo un especial esfuerzo en el proceso de reflexión en las necesidades de formación y aprendizaje de los empleados, tanto de carácter estratégico para cada área/unidad, como para la adecuación al puesto y el desarrollo profesional y personal de nuestros empleados.

En esta misma línea de desarrollo de la formación como una palanca estratégica para acompañar la consecución de los objetivos y retos de cada área y de la compañía, durante 2011 se ha potenciado considerablemente la formación *e-learning* a través del Entorno Virtual de Aprendizaje de Repsol lanzado en 2010. Este esfuerzo supone el lanzamiento de actividades en modalidad online así como formación mixta, que complementa formación online con formación presencial en formato modular y distribuido en un periodo relevante de tiempo (entre tres meses y dos años) y de la que se han lanzado, en 2011, nuevos programas dirigidos a colectivos específicos del ámbito comercial, directivos y personas que se integran en la compañía o tienen un cambio de puesto que implica cambio de área o negocio.

Carrera internacional

En la actualidad, Repsol gestiona 661 expatriados.

El año 2011 se ha caracterizado por dar respuesta ágil a las necesidades derivadas de nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en varios países; muestra de ello es la incorporación de 166 profesionales con perfil internacional y las 39 movilidades llevadas a cabo entre diferentes países, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar estos nuevos retos. La actuación realizada en la unidad de negocio de Libia focalizada en la atención a los empleados y sus familias ante la compleja situación del país desde la evacuación, encamina el estilo de gestión del colectivo de asignación internacional, caracterizado por un proceso integral que responde tanto a las diferentes necesidades de la compañía como a las necesidades de los empleados y sus familias.

Compensación

En el año 2011 se ha implantado un único calendario a nivel mundial, coordinado con el calendario de Evaluación Anual de Desempeño de la compañía. Este calendario ha permitido alinear mejor el desempeño anual individual con decisiones de reconocimiento, como la subida salarial, promociones o la asignación de incentivos a medio plazo. Esta integración ha conseguido más coherencia, equidad y simplicidad en la gestión de las decisiones de compensación que se han unificado en el tiempo, con ámbito mundial. El objetivo de esta práctica es relacionar y explicar el impacto del desempeño en el reconocimiento retributivo, ofreciendo al empleado una visión global del resultado de su ejercicio anual, y las líneas a seguir para su desarrollo futuro.

También cabe destacar que en 2011 se han aprobado en la Junta General de Accionistas dos sistemas de retribución mediante entrega de acciones:

- Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012, se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol YPF en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir hasta 12.000 euros de su retribución anual en 2011 y 2012 en acciones de la Sociedad, de acuerdo con el precio de cierre de la acción de Repsol YPF en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario, establecida durante los meses de octubre, noviembre y diciembre. En este periodo se han entregado acciones por un importe total de 6,6 millones de euros a los 1.553 empleados del Grupo que se han acogido a este plan.
- Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, dividido en cinco ciclos dirigido a los Consejeros Ejecutivos, al resto de Directivos y a empleados del Grupo que sean beneficiarios de determinados programas de retribución plurianual en efectivo, y permitirá invertir en acciones de Repsol YPF, S. A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que perciban en el año de inicio de cada ciclo. Los participantes de cada uno de los ciclos del plan tendrán derecho a recibir una proporción de una acción de Repsol YPF, S. A. por cada tres acciones adquiridas en la inversión inicial correspondiente a cada ciclo, siempre que las acciones se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años. El número de beneficiarios que se ha acogido al primer ciclo del plan ha sido de 350, y han adquirido un total de 227.498 acciones.

Evaluación del desempeño

En el ejercicio 2011 se ha cerrado un ciclo completo con el nuevo modelo de Gestión por Compromisos, que impacta en el colectivo de excluidos de convenio de la compañía, excepto en el ámbito de YPF, que en este ejercicio ha implementado un nuevo modelo de gestión del desempeño denominado GPS.

Respecto al colectivo de empleados en convenio, durante el 2011 se han realizado las campañas de evaluación en ciertos ámbitos de los negocios de Refino y Química y en ámbitos de los servicios centrales, en Repsol YPF SA**.**

Modelo de aportación

Ante el reto que supone el nuevo panorama económico y social, que ha acelerado la necesidad de adaptación de las empresas a los mercados, el Grupo Repsol ha realizado una revisión del modelo de gestión de personas. Así, a finales de 2010, tomando como referencia el diagnostico de clima laboral en el que participan todos los empleados del grupo, se realizaron entrevistas a toda la alta dirección de la compañía para recoger información sobre las áreas de mejora de este modelo.

Como conclusión de ello surgieron dos líneas ligadas al objetivo de reconocer la aportación de las personas que integran Repsol:

- Evolucionar el sistema de gestión del desempeño del colectivo de directivos y personal de especial responsabilidad de la compañía, denominado GxC (Gestión por Compromisos), para adaptarlo, después de tres años desde su implantación, a las necesidades actuales.

- Analizar la posibilidad de implantar modelos que potencien el compromiso de todas las personas que integran la empresa, tratando de reconocer todas las

aportaciones de valor, independientemente del nivel organizativo o profesional dentro de la compañía, y que permitan ligar el reconocimiento con la aportación.

Desde la década de los años 90 el Grupo Repsol viene introduciendo elementos dinamizadores en la gestión de personas, para que todas las compañías del Grupo mantengan su competitividad en los distintos mercados en los que operan. La Comisión Negociadora del VI Acuerdo Marco (acuerdo colectivo que regula los principales aspectos de la negociación de las diferentes empresas del Grupo en España) ha sido consciente, en primer lugar, de la necesidad de abordar cambios en el enfoque del régimen económico que, permitiendo mantener el poder adquisitivo de los salarios, ligue los incrementos adicionales a los logros de la compañía.

En segundo lugar, la mejora de los resultados de los negocios es consecuencia de la aportación de todas las personas que forman parte de la compañía. Alinear los objetivos de todos ellos va a permitir una mejora cuantificable de los resultados, lo que va a contribuir, sin duda, a mejorar los efectos negativos de la crisis en los negocios en España.

El Acuerdo, con vigencia hasta 31 de diciembre de 2013, se concreta en materia salarial en:

- Incremento salarial del IPC y aumento adicional del 0,5% en 2011, 0,3% en 2012 y 0,2% en 2013, ligados a la obtención en cada uno de los años de un determinado resultado neto del Grupo.
- Implantación de un sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a Convenio Colectivo. Este concepto retributivo tiene como finalidad potenciar que el compromiso de todas las personas que trabajan en el Grupo en España se oriente hacia la consecución de los objetivos clave de cada unidad organizativa, a la vez que se introduce una cultura de medición de la eficiencia en la organización.
- Acuerdo para crear una comisión mixta empresa-sindicatos de estudio para el desarrollo de un sistema de evaluación que sea de aplicación en todas las actividades relacionadas con la gestión de personas.

Estos primeros logros y acuerdos son el camino para un nuevo modelo de compañía que impulse un mayor compromiso de todos, que se adapte a la diversidad de las personas que forman Repsol y que permita un creciente desarrollo personal y profesional.

Innovación y mejora

La iniciativa de Innovación y Mejora surge, en 2011, como apuesta de la alta dirección para generar una palanca efectiva que permita a Repsol responder con agilidad a un entorno en transformación y facilite “inventar el futuro”. Asimismo, supone una respuesta a las necesidades y expectativas recopiladas a través de entrevistas y grupos focales con los responsables de más alto nivel y conocimiento en todo el Grupo realizadas durante 2010 como parte de un amplio proceso de reflexión acerca de la dirección estratégica de las Funciones de Calidad y Gestión del Conocimiento.

Por tanto, el hito principal en este área en 2011 ha sido el desarrollo de las distintas unidades de Innovación y Mejora en los negocios y el área corporativa, con el fin de promover la innovación en la compañía, entendiéndose ésta como una competencia fundamental de la que Repsol debe dotarse para sobrevivir y evolucionar en un

entorno crecientemente incierto y cambiante. La actividad en 2011 ha estado dirigida a responder a los principales retos transversales que este proyecto implica:

Cultura de innovación

Se ha definido la iniciativa, clarificando los fines y objetivos de la misma, validándola con todas las partes interesadas y definiendo un conjunto de iniciativas dirigidas a lograr una cultura de innovación en Repsol. Los conceptos básicos y valores primordiales que representa este proyecto para la compañía quedan recogidos en lo que se ha denominado el Discurso de la Innovación, refrendado por la Dirección Ejecutiva, y que sitúa a cada profesional de Repsol como eje central del proceso de innovación.

Para llevar a cabo esta iniciativa, desde una perspectiva sistémica, se ha realizado una identificación de las principales palancas, y una adecuación de la encuesta de clima, llevada a cabo en 2011, con objeto de incluir aspectos específicos de innovación y mejora que permitan su valoración y consideración dentro de este análisis. Todo ello ha permitido establecer un punto de referencia en cuanto a la cultura de innovación ya existente en Repsol.

Como hito clave para facilitar lo anterior está el de la forma organizativa elegida para llevarlo a cabo. Se ha constituido una Red de Innovación, dotándola de un lenguaje y objetos comunes a través de varias acciones de sensibilización y formación específicas, que deben permitir liderar este proyecto de transformación cultural.

La Red pretende fomentar y ser observatorio de la promoción de la cultura de la innovación mediante el intercambio de experiencias y buenas prácticas a través de las iniciativas del Plan Director (que incluye el de gestión del conocimiento), las cuales están dotadas de carácter transversal y multidisciplinar respecto de todas las áreas de la compañía.

Como hito, la innovación es uno de los puntos cardinales sobre los que se estructura el Máster Repsol para Gestión de la Energía, en el que participarán casi 100 nuevos profesionales de Repsol en 2012. De acuerdo con el principio de “aprender haciendo” durante la ejecución de su proyecto vivirán diversas técnicas de innovación, con la ayuda de los mismos expertos que están trabajando en nuestras unidades de negocio.

Además, se ha dado continuidad a los procesos de autoevaluación según el modelo propio de Repsol, que cuenta con el reconocimiento formal por EFQM y Fundibeq como “buena práctica” de gestión que asegura el alineamiento del proceso de diagnóstico con la estrategia de negocio, la integración de las iniciativas de mejora y el seguimiento de los planes de acción.

En este sentido, se han desarrollado actuaciones específicas en 2011 para las unidades de negocio de Química, Refino España, de Upstream España y Ecuador y de Refino y Marketing de Perú, y se ha avanzado en la evolución del modelo de diagnóstico de Repsol, incorporando por primera vez un análisis sobre la efectividad del despliegue de la función que considera diagnósticos de madurez en innovación, gestión del conocimiento y procesos a partir de la reflexión integrada de gestión realizada en la Dirección General de Personas y Organización.

Dicha reflexión ha resultado una inmejorable “prueba de campo” del modelo de diagnóstico de Repsol para permitir su ajuste de cara a una aplicación optimizada en procesos venideros en otras áreas de la compañía.

Agilidad y Flexibilidad

Con el objeto de conseguir una compañía más ágil y flexible, se han promovido iniciativas dirigidas a mejorar la gestión de proyectos en la compañía, dinamizar el

proceso de planificación y presupuestación y experimentar sobre distintas formas de trabajar y organizarse.

Asimismo, para facilitar el acceso ágil a la información necesaria para responder a las necesidades de los negocios, y, siguiendo con la línea comenzada en 2010, durante este año se ha implantado un nuevo buscador (Autonomy, reconocido como líder en el mercado por su capacidad de ofrecer resultados de la máxima relevancia, captando la lógica que subyace en los documentos) para acceder a las principales fuentes de información de la compañía y se están finalizando dos programas pilotos de funcionalidades avanzadas basadas en el mismo. También se está iniciando la puesta en marcha de plataformas de dispositivos móviles que permitirán un mayor, mejor y más rápido acceso al conocimiento para los empleados en situaciones de movilidad física, sin que ésta suponga una limitación.

Colaboración y trabajo en red

Dentro de este ámbito, se mantiene la dinámica de creación de entornos de colaboración que focalizan el trabajo en red y el intercambio de experiencias en torno a aspectos relevantes de negocio o conocimiento comunes a sus miembros. En la actualidad, existen 21 comunidades de práctica y 240 grupos de interés.

En 2011 se empezó a desarrollar el concepto de espacio de trabajo personal, cuyos objetivos son facilitar el acceso de los empleados a los entornos de colaboración y potenciar las dinámicas de compartición de conocimiento y experiencias.

Cabe destacar el lanzamiento del primer programa piloto de un nuevo entorno de colaboración en la compañía basado en las nuevas formas de relación que ofrecen las nuevas tecnologías, que busca facilitar la puesta en valor del talento y el conocimiento de todos los profesionales de Repsol con independencia de su posición y responsabilidad.

Asimismo, se ha dado continuidad en 2011 a las iniciativas de garantía de retención de conocimiento de empleados en situación de jubilación, rotación o cambio para su transferencia a otros; se apoya en la recopilación de experiencias personales que se registran y transmiten por medios audiovisuales. En la misma línea se encuentran otras acciones como la de implantación de herramientas específicas para preservar la "memoria técnica" de determinados negocios, como en el caso de Exploración y Producción con su entorno "Know Howse".

Organización abierta

En 2011 se ha continuado con la implantación de un proceso de innovación abierta y colaborativa en el cual puedan participar los empleados, mediante el desarrollo de sistemas de gestión de ideas en los negocios, favoreciendo así la creación de un entorno que canalice la creatividad y fomente la participación, implicación y el desarrollo de las personas que trabajan en la compañía.

Se ha definido el proceso de gestión de ideas, y se ha evaluado, seleccionado e implantado una nueva herramienta informática para soportarlo, que supone la evolución del camino iniciado en 2010 y que ha permitido el lanzamiento de seis campañas dirigidas a más de 10.000 empleados y en las que se han aportado más de 3.000 ideas.

La dimensión de organización abierta se desarrolla también fuera de Repsol. Durante 2011 se han lanzado programas de innovación externa en todos los ámbitos. Ejemplos como el Programa Insipire con la Universidad Politecnica de Madrid, la colaboración con Pasion>IE junto al Instituto de Empresa Business School y Accenture y diversos proyectos con EsadeCreápolis y Co-Society complementan al Fondo Emprendedores

gestionado por la Fundación Repsol en la búsqueda colaborativa de nuevas ideas y proyectos innovadores.

Relaciones laborales

En 2011 se ha firmado con los sindicatos más representativos en España, CCOO y UGT, el VI Acuerdo Marco que regula las condiciones laborales de todos los trabajadores del Grupo en España. Sus contenidos se están trasladando a los convenios colectivos.

Como ya se ha mencionado en el capitulo de compensación, este acuerdo, vigente durante el período 2011-2013, incorpora un nuevo concepto variable vinculado a los objetivos de las unidades de negocio, garantiza el poder adquisitivo de los trabajadores e incluye la posibilidad de alcanzar incrementos adicionales ligados a los logros de la compañía. Además, se renueva el compromiso de estabilidad en el empleo, de inserción de personas con discapacidad y contiene avances en materia de formación, conciliación, seguridad y salud.

Durante los días 26 a 28 de septiembre tuvo lugar la reunión plenaria de la Red Sindical Repsol en Santa Cruz de la Sierra (Bolivia). En la reunión estuvieron presentes organizaciones sindicales sectoriales y de Repsol de los siguientes países: Bolivia, Colombia, Argentina, Brasil, Perú, Ecuador, México, España, así como la Federación Sindical Internacional de la Química, la Energía y la Minería (ICEM).

En la sesión de encuentro con representantes de la Dirección del Grupo, se abordó la realidad industrial y comercial del Grupo, la política de Responsabilidad Social Corporativa y la actividad específica en Bolivia. Se realizó una presentación del proyecto que se está desarrollando en el campo Margarita y en el que se destacó el acuerdo concluido en aplicación y desarrollo del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo con las comunidades indígenas de la zona, organizadas y representadas por la Asamblea del Pueblo Guaraní de Itaka Guasu.

Salud laboral

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2011:

- Se ha definido un marco general de actuación y un modelo para el despliegue efectivo de la función salud laboral en todo el Grupo. Este modelo de gestión incluye las responsabilidades, los elementos de gobierno, de supervisión y los órganos de coordinación necesarios para asegurar el cumplimiento de la política, de las líneas estratégicas y de los objetivos.
- Se ha aprobado la Norma de Evaluación de Impacto Ambiental, Social y de Salud, dando respuesta a las últimas tendencias en lo que a la evaluación de impactos en la salud se refiere, lo que permite incluir la actuación con las comunidades locales y la consideración de los aspectos de salud en una fase temprana de los proyectos.
- Los proyectos de ampliación y mejoras de las refinerías de Cartagena y de Petronor se han culminado sin ningún accidente grave.
- Continuando con el plan de auditoría de cumplimiento de normativa interna de salud se ha realizado la auditoría del centro de Dynasol en Santander.
- Se han llevado a cabo visitas de apoyo a las operaciones en Argelia y en Cuba para evaluar los planes de emergencia y los sistemas de evacuación

establecidos (incluyendo la disponibilidad de proveedores externos adecuados).

- Se han realizado diversas actuaciones de ayuda humanitaria como consecuencia del conflicto en Libia.
- La formación a empleados en diversas áreas de salud (primeros auxilios, reanimación cardiopulmonar, escuela de espalda, gestión del estrés, manipulación manual de cargas, etc.) ha sido nuevamente un área de actividad prioritaria.

Se ha proseguido con la realización de diversas campañas de promoción de la salud y hábitos saludables en distintos países (campañas de detección precoz de cáncer de colon y próstata, detección y control de la hipertensión, de prevención de malaria y hepatitis A, de prevención de enfermedades contagiosas, etc.)

Es de destacar la entrega del sello Empresa Saludable 2011 a Repsol Bolivia por las acciones llevadas a cabo dentro del programa Saber Vivir en las áreas de asistencia, prevención y promoción de la salud.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

Repsol considera que la inversión en I+D+i, realizada con vocación de liderazgo, es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO_2, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refino de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2011, Repsol invirtió 75 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 7 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de 13,7 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2011 participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y cuatro proyectos de la Unión Europea.

El número de especialistas de Repsol en sus diferentes centros de investigación se eleva a más de 500.

Programas de I+D

Upstream. En esta área, Repsol desarrolla y aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2008, 2009 y 2010 son un buen ejemplo del desarrollo y aplicación eficiente de esas tecnologías. El proyecto Caleidoscopio, en el área geofísica, así como otras tecnologías de desarrollo propio, sitúan a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. Asimismo, se han firmado acuerdos de colaboración con empresas tecnológicas y una alianza estratégica con el Barcelona Supercomputer Center. El objetivo es elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de acumulaciones de petróleo y gas. Estas tecnologías se pueden aplicar en áreas difíciles, con previsión de recursos a miles de metros de profundidad, como es el caso en el Golfo de México, y en Brasil, donde espesas capas de sal ocultan recursos de muy buena calidad.

El año 2011 ha supuesto un cambio importante en la actividad de la compañía en Tecnología Upstream, con la definición de un nuevo Plan Estratégico de Tecnología de Upstream para el periodo 2011-2015. Tras un ejercicio de reflexión interna, el plan estratégico 2011-2015 se construye sobre los éxitos tecnológicos de los últimos años y focaliza la actividad en líneas estratégicas claves para la compañía como son simulación de yacimientos, iluminación del subsuelo, caracterización de yacimientos e hidrocarburos no convencionales. El reto del nuevo plan es el desarrollo y la aplicación de una nueva generación de tecnologías que permitan abordar y acometer con éxito los retos tecnológicos que demandan los grandes proyectos de inversión de la compañía en los próximos años.

GNL. En esta área se continúa avanzando en el desarrollo de tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que permitirá poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Asimismo, Repsol mantiene una vigilancia tecnológica sistemática sobre las vías alternativas de valorización de reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos, el gas natural comprimido y la tecnología de hidratos como medio de transporte y almacenamiento de gas natural.

Downstream. En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades…), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, puede citarse las tecnologías dirigidas a alcanzar los objetivos del plan multianual de eficiencia energética de refinerías, junto con el apoyo a la puesta en marcha y el desarrollo de herramientas de optimización del proyecto C-10 de ampliación de la refinería de Cartagena, los trabajos dirigidos a la diferenciación de combustibles mediante nuevas aproximaciones que cubren desde las gasolinas y los gasóleos hasta los fuelóleos pesados, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente, formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables (destacando el lanzamiento del primer producto con etiqueta Ecolabel otorgado en España), el desarrollo de procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, el desarrollo innovador de asfaltos de mayor calidad ambiental y el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, se ha continuado con los programas de compañía orientados a mejorar la eficiencia energética y el ahorro de costes y las líneas de desarrollo tecnológico orientadas de manera prioritaria a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades. En 2011 ha destacado la producción industrial de nuevos grados de cauchos hidrogenados de mayor valor añadido desarrollados en el Centro de Tecnología Repsol, el desarrollo de nuevos grados de polipropileno para tejido dirigido a mercados de alto margen, la fabricación industrial de polietileno con mejores propiedades para la producción de tuberías de gran diámetro y el desarrollo de tecnologías para la producción de polioles de nueva generación para espumas de poliuretano.

Nuevas energías. En 2011 se ha continuado la alineación de la estrategia tecnológica en nuevas energías para impulsar la I+D asociada a los retos que la compañía se plantea en su estrategia de negocio. En ese sentido, ha destacado la actividad relacionada con bioenergía, a través del desarrollo de nuevos cultivos energéticos, el desarrollo de la tecnología en cultivo de microalgas y en biología para la producción de biocombustibles. La tecnología de CO_2 se ha orientado hacia su transformación en productos de valor añadido, las tecnologías de movilidad eléctrica a sistemas de recarga y almacenamiento de energía y la generación eléctrica renovable se ha enfocado a tecnologías de futuro que presentan sinergias con las capacidades existentes y con potencial de desarrollo en Repsol.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, así como analizar el impacto potencial de los acontecimientos sociales, hallazgos científicos y evolución de los recursos naturales. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para imaginar los escenarios futuros e identificar en relación con ellos oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre el uso de aceites para la producción de biocombustibles, las nuevas tecnologías de motores y combustibles, las tecnologías de baterías para el vehículo eléctrico y los escenarios de refino para 2030. Estos estudios permiten a Repsol disponer de una visión más clara del futuro para orientar su cartera de inversiones tecnológicas.

Política de patentes

Repsol, consciente de la importancia y del valor de la actividad de investigación y desarrollo, apuesta por la protección adecuada del resultado de dicha actividad. En 2011 se ha solicitado el registro, como patente, de invenciones realizadas en diferentes áreas, tales como, catálisis para la optimización de procesos, el desarrollo de nuevos procesos de polioles o aplicaciones de éstos, nuevos productos, nuevas tecnologías en Upstream para la evaluación de formaciones subterráneas y nuevos dispositivos destinados al uso de GLP.

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Las empresas energéticas aceptan un gran reto y una gran responsabilidad al afrontar los desafíos de un modelo energético sostenible que garantice un suministro seguro, contribuya a paliar los efectos del cambio climático y respete los derechos humanos en todos sus ámbitos de actuación.

Durante 2011 se ha aprobado la norma de la Función de Responsabilidad Corporativa que formaliza el modelo vigente de Responsabilidad Corporativa (RC) de Repsol YPF, que es la manera en que la compañía, en su conjunto, contribuye al desarrollo sostenible. Dicho modelo comprende:

- Los valores y principios de actuación de la compañía derivados de los compromisos que ha adquirido a través de la normativa interna que ha desarrollado sobre asuntos relacionados con la RC, posiciones asumidas y adhesión a principios de distintas iniciativas internacionales.
- El Sistema de Coordinación de la Responsabilidad Corporativa, que consta de cuatro elementos:
  - Conocer las expectativas de las partes interesadas (autoridades, accionistas, inversores, empleados, clientes, proveedores, comunidades, socios, etc.) respecto al desempeño de la compañía en materia de RC.
  - Revisar el desempeño en materia de RC y compararlo con las expectativas de las partes interesadas a nivel corporativo, país y principales centros operativos.
  - Aproximar el desempeño a las expectativas mediante acciones que tienen que ver con revisión de procesos operativos de la compañía, programas de formación, sensibilización y capacitación o inversión social estratégica. Cada una de esas acciones incorpora indicadores de desempeño específicos. El conjunto de estas acciones forman planes de sostenibilidad, que son compromisos públicamente adquiridos de los que se informa públicamente.
  - Medir el progreso, utilizando métricas de reputación.
- Los órganos de gobierno y de coordinación de la Responsabilidad Corporativa: la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración, el Comité de RC a nivel corporativo y los Comités de RC de España, Bolivia, Ecuador y Perú. Todos los comités están integrados por representantes de las áreas que se relacionan con las materias fundamentales de la Responsabilidad Corporativa, como son Personas y Organización, Comunicación y Relaciones Externas, Relaciones Comunitarias, Servicios Jurídicos, Seguridad y Medio Ambiente, Compras y Contrataciones y Seguridad Corporativa.

  Cada comité se encarga de aplicar el Sistema de Coordinación de la RC de la compañía a nivel país y operación; hacer el seguimiento de los planes de sostenibilidad; determinar las necesidades de inversión social estratégica en el país; conocer y orientar la información que se presente en el Informe de RC del país, si lo hubiera; conocer y orientar la información que se presente en el Informe de Progreso de Global Compact del país, cuando la compañía, a nivel país, esté adherida a esta iniciativa, y cualquier otra información a nivel nacional que se derive de los compromisos adquiridos públicamente por Repsol YPF en materia de RC; y coordinar la participación de la compañía en iniciativas internacionales en el ámbito del país, como la EITI.

Repsol mantiene un compromiso activo con los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas desde 2003, cuando se adhirió a esta iniciativa de elevado valor para conseguir un mundo más justo y cohesionado.

Asimismo, Repsol es consciente de que la actividad extractiva produce una importante fuente de ingresos para los gobiernos de los países con recursos naturales. Si se gestionan adecuadamente, pueden y deben contribuir muy positivamente al crecimiento de su economía. Por eso, desde el momento de su lanzamiento, la compañía se adhirió a la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), la iniciativa global que Repsol considera mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia de la información financiera.

Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol publica anualmente su Informe de Responsabilidad Corporativa y el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas. Consciente de la importancia de los impactos generados por las actividades y operaciones de la compañía, y por tanto, de la relevancia de la rendición de cuentas a las partes interesadas a nivel local, Repsol ha publicado por tercer año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Asimismo, en 2011 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de la refinería de La Pampilla, en Perú.

La presencia de Repsol en índices de sostenibilidad internacionales es una prueba de cómo la compañía ha sido capaz de ganarse la confianza de aquellos analistas e inversores institucionales que entienden que la responsabilidad corporativa es un buen indicador de la calidad de gestión y gobierno de una empresa.

Un año más, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y sigue formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good, Ethibel Sustainability y Dow Jones Sustainability. En este último, por primera vez este año, Repsol ha obtenido la máxima puntuación, convirtiéndose en la empresa de petróleo y gas más sostenible del mundo.

Repsol ha recibido, nuevamente, la calificación de compañía Gold Class según el Anuario de Sostenibilidad 2011, como reconocimiento a las empresas con mejor comportamiento en materia de sostenibilidad y responsabilidad corporativa del mundo.

El liderazgo obtenido en esta última edición de 2011 responde al esfuerzo realizado en todos los ámbitos de la compañía, impulsado por su equipo gestor, por mejorar en su desempeño. Este reconocimiento demuestra el firme compromiso de Repsol con la transparencia y la responsabilidad corporativa, y los valores éticos, ambientales y sociales que forman parte de su cultura corporativa.

Fundación Repsol

La Fundación Repsol, durante 2011, ha mantenido y reforzado su compromiso con la mejora de la sociedad y para ello ha realizado programas con objetivos basados en la integración social, el desarrollo comunitario, la sostenibilidad y la difusión del arte, la ciencia y la cultura.

Con objeto de estar presente en aquellas áreas en las que puede realizar mayor aportación, como la energía, el medio ambiente y la sostenibilidad, ha creado el Fondo de Emprendedores Fundación Repsol, una iniciativa pionera en España para promover y apoyar proyectos empresariales en eficiencia energética que aporten soluciones en la mejora de la eficiencia y el ahorro y uso responsable de la energía. Esta iniciativa, integrada en el compromiso de mejora de la sostenibilidad de los modelos energéticos actuales, nace con los objetivos de atraer talento, promover la

innovación y el desarrollo empresarial, generar actividad económica y crear empleo. Para ello, la Fundación prevé seleccionar hasta cinco proyectos de los presentados en cada convocatoria. Éstos recibirán asesoramiento técnico, comercial, legal y financiero y un apoyo económico durante el periodo necesario para su desarrollo y puesta en valor de mercado. También se facilitará a los proyectos seleccionados el acceso a inversores y los contactos empresariales necesarios para impulsar su desarrollo comercial. La Fundación destinará al Fondo de Emprendedores una dotación económica de unos 1,5 millones de euros anuales.

El Observatorio de Energía ha seguido avanzando en sus estudios y publicaciones en materia de ahorro y eficiencia energética. Se actualizaron los índices de Eficiencia Energética y de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El primero expresa la evolución de la eficiencia energética global su desglose por sectores económicos en España, y el segundo muestra la evolución de las intensidades de gases de efecto invernadero asociadas a la actividad económica.

Promover una ciudadanía responsable es el objetivo de CiudadanoR, un proyecto dirigido especialmente a jóvenes y niños que fomenta una cultura de participación, respeto y solidaridad, así como la importancia del uso responsable de la energía, del cuidado al medio ambiente y de la sostenibilidad energética. En 2011, la caravana del CiudadanoR, un espacio dotado de recursos interactivos en diferentes áreas de talleres educativos y juegos, ha estado en Barcelona, Valladolid y Madrid (España), y en Lisboa, Sines y Oporto (Portugal). En total ha recibido más de 22.000 visitas, de las cuales más de 10.500 fueron escolares.

En el marco del Año Europeo del Voluntariado, la Fundación puso en marcha el Plan de Voluntariado para atender las inquietudes sociales de los empleados del Grupo y su entorno y, al mismo tiempo, contribuir a la construcción de un futuro mejor en la sociedad. El plan, impulsado desde la alta dirección, se concibe por y para los voluntarios y abarca un amplio abanico de acciones, especialmente en el área social, con iniciativas dirigidas a la formación de jóvenes y programas que cubren actividades de ayuda a los colectivos más desfavorecidos: promoción de valores, colaboración intergeneracional, acciones deportivas, de rehabilitación de espacios medioambientales, y otras como voluntariado online. El plan cuenta ya con seis programas en pleno desarrollo que engloban el trabajo de más de 800 voluntariosR a escala nacional y una amplia red de colaboradores que ayudan al despliegue eficaz de dichas actividades.

En el área de Educación y Formación y, con el compromiso de atender las nuevas demandas formativas, se viene desarrollando un programa de becas en colaboración con las refinerías de Petronor, A Coruña y Tarragona para fomentar los estudios de Formación Profesional entre los jóvenes del entorno. En la última edición, se han beneficiado de las ayudas más de 65 jóvenes. Asimismo, a través de las Cátedras Repsol, y con el propósito de completar la formación de posgrado y contribuir a fomentar la investigación, se colabora con las Escuelas Técnicas Superiores de Ingenieros de Minas e Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid y con la Universidad Rovira i Virgili de Tarragona.

Por otro lado, con objeto de investigar, adquirir conocimiento y promover la competividad y el desarrollo regional, se ha puesto en marcha la Cátedra Repsol de Competitividad y Desarrollo Regional de la Universidad de Lleida.

En el ámbito educativo, otro de los objetivos de la Fundación es generar, difundir y promover el conocimiento científico. Con este fin, se ha puesto en marcha un convenio de colaboración con la Fundación Educativa Universidad de Padres, representada por el filósofo y escritor José Antonio Marina, para desarrollar un proyecto que contribuya a despertar, entre los jóvenes, el interés por la ciencia y la tecnología. Asimismo, en el marco del acuerdo que la Fundación Repsol mantiene con la Biblioteca Nacional de España, se patrocinaron una serie de actividades

educativas y culturales para acercar la ciencia al público y estimular el interés por el saber científico, y se ha promovido la formación de especialistas sudamericanos en la conservación de su patrimonio cultural y bibliográfico.

La integración de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada. A través de iniciativas culturales, deportivas y educativas se ha trabajado para lograr un modelo social que permita la igualdad de oportunidades y facilite la inserción laboral y social de este colectivo. Así, en colaboración con la Fundación ONCE, se continuó con el programa "Tu Formación no tiene límites. Desarrolla tu Futuro" y se ha desarrollado en seis universidades de España el programa "Campus inclusivos de verano. Campus sin límites", en el que han participado un total de cincuenta alumnos con distintos tipos de discapacidad.

En este marco de compromiso de la Fundación con este colectivo, se inscribe Recapacita, un proyecto para sensibilizar a la sociedad sobre las dificultades y las barreras que las personas con discapacidad se encuentran en su vida diaria. La carpa de Recapacita ha recorrido ocho ciudades españolas (Puertollano, Tarragona, Santander, A Coruña, Arteixo, Bilbao, Murcia y Madrid) con un balance final de 17.000 visitantes.

La Fundación Repsol fue galardonada en 2011 con los premios Prodis y Discapnet como reconocimiento a su labor en la integración de las personas con discapacidad.

En Investigación y Estudios Sociales, la Fundación ha realizado el estudio *Aspectos Sociales a la Movilidad Sostenible*, que muestra una radiografía de los hábitos y comportamientos de la sociedad española relativos a la movilidad y de los impactos que producen los actuales modelos de comportamiento. En el Observatorio Social de la Energía se ha actualizado el *Indicador Social Repsol de Eficiencia Energética*, que analiza los hábitos, creencias, conocimientos y aptitudes de la sociedad española ante el consumo de energía e identifica mecanismos y herramientas sociales para potenciar la eficiencia energética.

En los países en los que la compañía está presente, la Fundación lleva a cabo programas que promueven el desarrollo comunitario y la mejora de la calidad de vida, actuando con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Perú se está desarrollando un programa dirigido a jóvenes con escasos recursos de Pachacútec y Arequipa, para hacer posible su acceso al sistema educativo y favoreciendo su posterior inserción laboral.

También en Perú se finalizó la construcción de la escuela Luisa Astrain. Durante el primer año de actividades académicas se matricularon 375 alumnos. Con esta iniciativa, la localidad de Pachacútec podrá generar oportunidades a 1.000 escolares desde su infancia, permitiendo a los niños en situación de extrema pobreza el acceso a una educación de calidad.

En Colombia, la Fundación ha contribuido a la construcción y equipamiento del Centro Integral de Desarrollo Infantil (CIDI), en Cartagena de Indias para dar respuesta a la problemática sanitaria identificada en la zona y reducir la mortalidad infantil ofreciendo atención médica a bebés.

En Bolivia, entre los proyectos de salud, destaca la consolidación y ampliación de la infraestructura del Hospital San José Obrero de Portachuelo, en Santa Cruz de la Sierra, un municipio con una situación sanitaria muy frágil y con indicadores críticos de mortalidad materna e infantil en menores de cinco años. Con ello se cubrirán las necesidades sanitarias de la población que sobrepasan la actual capacidad de atención del hospital.

La difusión de la cultura es un factor más de ayuda al desarrollo y progreso de la sociedad. A través de diversas iniciativas y en colaboración con otras instituciones, la Fundación acerca la literatura, la música, el teatro y el arte a los ciudadanos.

Estos programas y otras iniciativas son una muestra de la responsabilidad de la Fundación Repsol y de su contribución con la mejora sostenida de la sociedad y el bienestar social.

Fundación YPF

La Fundación YPF tiene como misión consolidar y acompañar el compromiso de YPF con el país a través de iniciativas educativas, sociales y culturales que generen oportunidades de desarrollo y contribuyan al crecimiento de Argentina. Entre sus objetivos están:

- Promover el desarrollo de la educación, la cultura y la inserción social y laboral de las comunidades en las que YPF trabaja.
- Ser un modelo de acción para las empresas y las organizaciones sin ánimo de lucro.
- Articular entre lo privado y lo público incentivando la implantación de políticas que contribuyan al desarrollo sostenible del país.
- Fortalecer los vínculos entre YPF, sus empleados y la sociedad.
- Generar oportunidades laborales capacitando a jóvenes que han sido excluidos de la sociedad del conocimiento.
- Fomentar el desarrollo de la sociedad a través del poder transformador e integrador del arte, del impulso de valores y de la preservación del patrimonio histórico.
- Contribuir a la preservación y cuidado del medio ambiente.

La acción de la Fundación YPF se refleja a través de numerosas iniciativas educativas, sociales y culturales llevadas adelante con dedicación y motivación por parte del equipo humano que trabaja en la Fundación.

En educación, se inauguró el centro cultural Gregorio Álvarez para que los habitantes de Plaza Huincul y Cutral Có (Neuquén) disfruten de la variedad de actividades artísticas y culturales que ofrece este nuevo espacio. Se continuó trabajando en el fortalecimiento de la educación técnica y en diversos programas que permitan la inclusión social de los jóvenes a través de una capacitación en oficios orientada a generar oportunidades laborales.

La cultura y el arte impactan positivamente en la comunidad y estimulan su desarrollo; también afirman nuestra identidad. El espacio *Arte en la Torre*, las muestras itinerantes de artistas argentinos, el programa *Argentina Pinta Bien* y el ciclo cultural han permitido a la Fundación mostrar y promover el talento de los artistas argentinos y, al mismo tiempo, generar inquietudes en los jóvenes de todo el país.

Fundación Repsol YPF del Ecuador

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local.

Asimismo, cabe destacar que desde el año 2010 se ha implementado el Modelo de Negocios Inclusivos, el cual, además de generar beneficios empresariales, crea valor social y económico al integrar a personas de bajos ingresos en las actividades productivas de muchas compañías.

En 2011, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 20 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que ocho fueron ejecutados durante el ejercicio, los cuales conllevaron desembolsos, mientras que los 12 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso continuar acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 11.095 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios, con recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos y la propia comunidad.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol YPF un aspecto central de la gestión de sus actividades. Los principios de Repsol YPF en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas las actividades de la compañía. En ella, la compañía asume el compromiso de desarrollar sus actividades considerando como valores esenciales la seguridad, la salud de las personas y la protección del medio ambiente.

Adicionalmente, la seguridad es uno de los valores éticos de la compañía fundamentales e irrenunciables, que deben guiar todas las acciones y compromisos.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

El Comité de Dirección establece los objetivos y las líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente, que son la base para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todos los negocios de la compañía. Estos planes contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las adaptaciones a los nuevos requerimientos legislativos.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2011 de Repsol YPF se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

Seguridad

El índice de frecuencia de accidentes con baja integrado (personal propio más contratista) descendió un 21% respecto al año anterior cumpliendo con el objetivo anual fijado. Este objetivo forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol YPF que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos.

La meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. En los últimos cinco años se ha reducido el índice de frecuencia con baja integrado en más de un 60%. No obstante, durante 2011 se ha tenido que lamentar un total de cuatro accidentes mortales de personal de empresas contratistas en el transcurso de las actividades (dos de las muertes se produjeron en accidentes de tráfico).

El sistema de gestión de seguridad está alineado con la norma internacional OHSAS 18001 (Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Laboral). Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías y plantas químicas, prácticamente todas las instalaciones de lubricantes y especialidades, varios centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Entre los hitos destacables de la seguridad en nuevos proyectos se encuentra el importante desafío para la compañía que han supuesto los proyectos de ampliación de la refinería de Cartagena y de reducción de producción de fuelóleo en la refinería de Petronor, ambos en España, debido a su gran magnitud. Para garantizar la seguridad en el desarrollo de estos proyectos, se han llevado a cabo numerosas actividades, entre las que se encuentran: la incorporación de las mejores prácticas de gestión de obra a nivel internacional, la gestión de los servicios generales necesarios para atender las necesidades de los trabajadores de las obras, el cumplimiento de las normas y estándares gracias al alto grado de coordinación entre los especialistas de Repsol y los profesionales de compañías externas, la realización de observaciones preventivas por técnicos especializados y el control y trazabilidad de los materiales y calidad de las soldaduras. En los proyectos han participado cerca de 22.200 personas pertenecientes a más de 700 empresas contratistas. Durante los más de 37 millones de horas totales trabajadas se ha conseguido un índice de frecuencia de 1,05; cabe destacar que este cifra es muy inferior a la media del sector de la construcción en España.

Medio ambiente

El sistema de gestión de medio ambiente está alineado con la norma internacional ISO 14001. Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, se encuentran certificados todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2011, se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado

para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la nota 35 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

Además, Repsol YPF ha sido reconocida por la revista *Newsweek* como la empresa con mejor desempeño ambiental del sector energía en el Green Ranking 2011. Este ranking valora las prácticas ambientales de las 500 principales compañías cotizadas en el mundo, teniendo en cuenta tres categorías: impactos ambientales, sistema de gestión ambiental y transparencia en el reporte ambiental. En esta edición se ha valorado muy positivamente la transparencia de la compañía en el reporte sobre cuestiones ambientales. Asimismo, se ha obtenido una alta calificación en la categoría de sistema de gestión ambiental, gracias a los programas, iniciativas y certificaciones que son implantados en toda la organización para cumplir con los compromisos expresados en la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Este reconocimiento es resultado del esfuerzo conjunto de la compañía por mejorar en su desempeño ambiental y demuestra el compromiso de Repsol YPF como empresa referente en su sector.

Prevención de derrames

En Repsol YPF se adoptan las técnicas más avanzadas en la prevención y remediación de la contaminación, la gestión de los derrames accidentales y el mantenimiento de las instalaciones. En este sentido, la compañía dispone de una norma de gestión de derrames marinos y fluviales que establece las directrices básicas comunes para la gestión, prevención y respuesta ante incidentes producidos por derrames marinos y fluviales de hidrocarburos y sustancias nocivas y potencialmente peligrosas, en todas las actividades de la compañía.

Ante la ocurrencia de dos derrames en el litoral de Tarragona (España), a principios de 2011, Repsol YPF, como prolongación de las acciones que se venían llevando a cabo hasta la fecha, elaboró un Plan Integral de actuación en el área marítima de Tarragona. Su finalidad es contribuir a la mejora de la protección medioambiental, reforzando la calidad y seguridad de las operaciones de la compañía en el litoral y tiene asociada una inversión de 131 millones de euros en los próximos cuatro años, destinada principalmente a garantizar la integridad y la fiabilidad de las instalaciones de Upstream (plataforma Casablanca) y de downstream (pantalán y rack exterior), que Repsol YPF tiene en el litoral de Tarragona.

El alcance del plan en la plataforma Casablanca asciende a una inversión estimada de 50 millones de euros centrados en la ejecución de acciones encaminadas a conseguir la extensión de la vida de la plataforma y en la implementación de las mejores tecnologías disponibles. Por otra parte, en las instalaciones del pantalán y rack exterior se ha estimado realizar una inversión de 81 millones de euros que se centran en extender en el tiempo la fiabilidad de las instalaciones y en la implementación de mejoras tecnológicas que permitirán disponer de unas instalaciones con los mayores estándares de seguridad presentes en el mercado.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2011 se detallan las actuaciones realizadas durante el año.

Seguridad en operaciones offshore

Repsol YPF cuenta con elevada experiencia en operaciones offshore y ha llevado a cabo operaciones en aguas profundas tanto en el Golfo de México como en otras

partes del mundo. Como parte del ciclo de mejora continua, se revisan periódicamente los estándares y procedimientos de la compañía incorporando las lecciones aprendidas, las recomendaciones y las mejores prácticas internacionales.

En este sentido, Repsol YPF dispone de planes de respuesta ante emergencias para aquellos escenarios que puedan tener un impacto ambiental, incluyendo dentro de éstos los de respuesta a derrames de hidrocarburos.

Estos planes de contingencia se elaboran de acuerdo a los escenarios de más riesgo basados en regulaciones locales, normativa interna y las mejoras prácticas de la industria. Previamente son revisados y actualizados tanto al inicio de las operaciones de perforación como cuando se producen cambios que puedan afectar al normal funcionamiento de las operaciones. Dichos planes están sujetos a procesos de aprobación tanto interna como por parte de las autoridades gubernamentales apropiadas en el país de operación.

Antes de la puesta en marcha de las operaciones de construcción de pozos, se identifican todos los riesgos más significativos y se implantan acciones encaminadas a evitar el daño a las personas, el medio ambiente y las instalaciones, asegurándose de forma documentada que todos los aspectos técnicos han sido correctamente implementados y verificados. Adicionalmente, los servicios contratados están sujetos a supervisión e inspección periódica durante las operaciones con el fin de asegurar que las regulaciones locales, las normas internas y las mejores prácticas de la industria sean aplicadas.

Adicionalmente, Repsol YPF es miembro del *OSR (Oil Spill Response), Clean Gulf Associates (CGA)* y otras mutuas o consorcios para la intervención en grandes derrames. Estos consorcios proveen de soporte técnico y equipamientos para emergencias ambientales.

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

Durante el año 2011 se ha revisado y actualizado la Estrategia de Carbono 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

Tras la creación de la unidad de negocio de Nuevas Energías en 2010, que actualmente está ejecutando el despliegue de sus planes de acción, se considera necesario priorizar las actividades relativas a la reducción de intensidad de carbono en las operaciones de la compañía, focalizándose en los siguientes ámbitos:

- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO_2 y el consumo energético mediante la ejecución de planes sistemáticos que permitan el desarrollo de las oportunidades de reducción.
- Mercados de Carbono, centrados en la mitigación del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la Unión Europea (EU ETS), el desarrollo de proyectos de MDL y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección y desarrollo de tecnologías que permitan la transformación de CO_2 hacia productos de valor añadido.

- Estrategia de biocombustibles para su investigación, desarrollo, producción, mezcla y distribución.
- Desarrollo de nuevas tecnologías para el transporte, que contribuyan a garantizar el suministro con combustibles más limpios y con menor impacto para el medio ambiente.
- Integración de la gestión del carbono a lo largo de toda la cadena de valor de la compañía.

El Comité de Dirección de Repsol YPF es el responsable de la aprobación de la estrategia de carbono de la compañía y también de la evaluación de su puesta en práctica. Adicionalmente, desde 2005 la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente, incluidos los aspectos de cambio climático.

Repsol YPF ha fijado un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente durante el periodo 2005-2013. Éste se despliega en objetivos anuales de reducción respecto a un escenario *business as usual,* los cuales son aprobados por el Comité de Dirección de la compañía y forman parte de los objetivos anuales de la mayoría de los empleados de Repsol YPF que disponen de retribución variable ligada a consecución de objetivos. Durante 2011 se ha producido una reducción de alrededor de medio millón de toneladas de CO_2 equivalente mediante acciones concretas de ahorro energético. La disminución acumulada como consecuencia de todas las acciones desplegadas entre 2006-2011 asciende a 2,1 millones de toneladas de CO_2 equivalente (mas de un 80% del objetivo estratégico).

En el ámbito de la eficiencia energética cabe destacar la certificación por una entidad externa, en julio 2011, del Sistema de Gestión Energética de la refinería de A Coruña conforme a la nueva ISO 50001. Se trata de la primera instalación del mundo certificada con estas características. La implantación de este sistema permite:

- Consolidar criterios y buenas prácticas de gestión energética en la refinería, aplicarlas de forma homogénea entre las áreas, sistematizar los métodos de trabajo, priorizar oportunidades de mejora y conseguir que estos criterios de eficiencia estén presentes en todas las actividades que se realizan.
- Disminuir el consumo energético, gracias a la incorporación de todas las actividades relacionadas con la gestión energética en un ciclo de mejora continua. Para ello, es fundamental disponer de herramientas para identificar, analizar e implementar oportunidades de ahorro, así como monitorizar de forma eficiente tanto los consumos energéticos como los procesos o actividades relacionados.

Este sistema se enmarca en el compromiso de Repsol YPF de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático.

Tras el éxito de esta experiencia se ha decidido extender esta certificación a la refinería de Puertollano con la implantación de un Sistema de Gestión Energética para obtener la certificación ISO 50.001

COMUNICACIÓN

Repsol considera que la comunicación es un elemento clave en su relación con la sociedad y, para su adecuada gestión, pone a disposición de sus principales grupos de interés distintas herramientas online y offline con las que informar de manera eficaz y transparente sobre sus actividades y negocios. La compañía apuesta por una estrategia de comunicación basada en la cercanía, la veracidad y la rapidez como principios esenciales de la gestión de la Dirección General de Comunicación.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas y analistas bursátiles. En los últimos años ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 41 analistas que siguen de manera efectiva la evolución de la compañía.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2011 unas 50.000 llamadas (una media de 190 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa (www.repsol.com) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado “Información para accionistas e inversores”, que en 2011 tuvo más de 250.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (siendo la genérica infoaccionistas@repsol.com) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2011 se recibieron en estos buzones más de 5.000 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizó un *roadshow* (encuentros fuera de las oficinas de Repsol con inversores institucionales) en Europa, Estados Unidos y Asia, en el que participó la alta dirección, y otros 11 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a 12 conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 600 inversores institucionales contactados durante 2011. Por último, la Dirección de Relación con Inversores organizó un *field trip* (visita enfocada a que los analistas e inversores institucionales conozcan un activo representativo de la compañía, con la asistencia de la alta dirección y la dirección local) en Argentina y Bolivia, al que acudieron 38 analistas que siguen la evolución de la compañía.

Medios de comunicación

La Dirección General de Comunicación tiene el objetivo de atender a los medios de comunicación bajo los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la

información. Para ello, Repsol cuenta con distintos canales a través de los cuales gestiona las demandas informativas de los medios.

Las principales actividades llevadas a cabo por el Grupo Repsol en 2011 se dieron a conocer a los medios de comunicación a través de más de 60 comunicados, todos ellos disponibles en la Sala de Prensa de la web corporativa (www.repsol.com). A esta cifra hay que añadir los comunicados difundidos por los complejos industriales en España, los emitidos en los países donde opera la compañía, los vinculados con proyectos de patrocinio deportivo y los relacionados con negocios concretos, como los gases licuados del petróleo (GLP), o con la Fundación Repsol.

Con la finalidad de estrechar la relación con los profesionales de los medios de comunicación, durante 2011 se organizaron diversas ruedas de prensa y sesiones informativas. Entre ellas, cabe destacar la presentación por parte del presidente de Repsol, Antonio Brufau, de los resultados del ejercicio 2010, en la rueda de prensa que tuvo lugar el 24 de febrero de 2011, así como la atención a medios con motivo de la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011.

Asimismo, los profesionales de la información participaron en la visita realizada por los príncipes de Asturias y de Gales al Centro de Tecnología Repsol con motivo de la celebración de un seminario hispano-británico sobre biocombustibles obtenidos a partir de algas (31 de marzo), en la inauguración de la primera estación de servicio sostenible del mundo (13 de abril) y en el primer vuelo español con biocombustible (3 de octubre), entre otros eventos.

Con motivo de la puesta en marcha de la ampliación de la refinería de Cartagena, que constituye la mayor inversión industrial de la historia de España, con más de 3.000 millones de euros, la Dirección General de Comunicación organizó diversas visitas a las nuevas instalaciones con medios de comunicación internacionales, nacionales, regionales y locales.

La página web de la compañía dispone de una Sala de Prensa para facilitar a los profesionales de la comunicación informaciones de interés acerca del Grupo Repsol y sus actividades. Además de notas de prensa, incluye archivos gráficos y multimedia, publicaciones, dossieres específicos y *newsletter* dirigidas a periodistas de todo el mundo.

En 2011 se presentó *News,* una nueva herramienta de relación con periodistas que nace para dar a conocer historias y proyectos de Repsol desde un punto de vista menos marcado por la actualidad informativa y con un enfoque más didáctico. *News* se difunde a más de 2.000 periodistas, entre los que ha tenido una gran acogida. También se inició la actividad en las redes sociales, en concreto en Twitter, donde se difunden todos los comunicados de prensa y los datos más llamativos de la compañía y del sector energético.

Otra de las novedades de 2011 consistió en la traducción al español y distribución del reconocido libro *How the energy industry works* entre periodistas, instituciones, universidades y asociaciones, así como en las oficinas de Repsol en todo el mundo. Se trata de una obra muy didáctica y, por tanto, de una herramienta de uso habitual para todo aquel que no sea experto en la industria energética.

Con el objetivo de dar respuesta a las peticiones informativas de los periodistas, la Dirección General de Comunicación pone a su disposición un correo electrónico (prensa@repsol.com), a través del cual se atendieron más de 4.000 consultas y solicitudes de información a lo largo de 2011. Esta cifra demuestra el gran interés de los medios de comunicación por las actividades de Repsol. Gracias a este canal, la compañía responde a diario, de forma rápida y eficiente, a las numerosas demandas de los periodistas.

Fruto del constante trabajo de la Dirección General de Comunicación, la Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona concedió a Repsol en marzo

de 2011 el Premio Llotja en reconocimiento a su compromiso por ofrecer información veraz, completa y accesible a periodistas, accionistas, analistas, inversores y al público en general, principalmente a través de sus Informes Anuales y de su página web.

Repsol en Internet

Con más de 10 años de experiencia en el mundo digital, el portal www.repsol.com es reconocido por su estrategia multicontenidos. A través de la misma, Repsol busca acercarse a los diferentes públicos con contenidos de interés que permitan el conocimiento y seguimiento de la compañía en tiempo real, así como la generación de relaciones de cercanía y diálogo a través de los cuatro blogs y su cada día más demostrada presencia en redes sociales.

Este reconocimiento llega de la mano de prestigiosas organizaciones, expertas en el medio y en la generación de relaciones de confianza, que otro año más han reconocido a Repsol entre los mejores. La consultora internacional KWD, que a través del ranking anual KWD webranking evalúa a cerca de 1.000 compañías de Europa, señala que Repsol han mantenido durante ocho años consecutivos el liderazgo español y además, en 2011 escala al top 5 de las mejores compañías europeas y la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que por sexta vez entregó a Repsol IX Premio AECA como empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet, entre otros.

En 2011, repsol.com desarrolló tres líneas de actuación para obtener estos éxitos. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado, audiovisual, interactivo y localizable en red, que facilita el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y de su modo de trabajar. El nuevo canal de Innovación y Tecnología, el rediseño de Productos y Servicios y los renovados apartados de Conocer Repsol y Responsabilidad Corporativa son ejemplo de ello.

En segundo lugar, estando a la mano del usuario a través de la presencia en dispositivos móviles como los teléfonos inteligentes y tabletas con las aplicaciones de la Guía Repsol y la generación de contenido visible en estos entornos.

Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de una mayor apuesta por la web 2.0, en la que la apertura del *blog* de Innovación Tecnológica se suma al diálogo ya instituido por los blogs de Dani Pedrosa, Marc Márquez y Cuchara de Palo, así como también por la consolidación de los perfiles del Box Repsol y Guía Repsol que cumplen en 2011 el tercer año de vida en las principales redes sociales: Facebook y Twitter.

El resultado en cifras ha sido de un promedio mensual superior a las 70 millones de páginas vistas y cinco millones de visitas para web repsol.com y una abrumadora actividad en redes sociales que alcanza los 100.000 fans en Facebook y 22.000 seguidores en Twitter, lo que representa un incremento sobre 2010 del 67% y 400%, respectivamente.

GESTIÓN DE INTANGIBLES

Una buena parte del valor de las empresas reside en sus intangibles, constituyendo la marca y la reputación dos valores estratégicos claves para la diferenciación y la generación de confianza entre los diferentes grupos de interés.

Por ello, en Repsol se impulsa la gestión de estos intangibles desde la Dirección de Estrategia de Comunicación, Reputación Corporativa y Marca.

Estrategia de marca

La marca constituye un activo clave en la estrategia de Repsol: un intangible capaz de concentrar todos los valores de la compañía, hacer que se vivan en toda la organización y trasladarlos en cada una de las relaciones con los diferentes grupos de interés.

Por esta razón, en 2011 se ha iniciado el desarrollo del Plan Estratégico de Marca, que tiene como objetivo dotar a la marca de una personalidad fuerte, consistente y diferencial en su expresión verbal y visual, gestionar su implementación a través de todos sus puntos de contacto y en la comunicación a todas sus audiencias y crear una cultura interna plenamente alineada con la marca.

Repsol ha sido reconocida como una de las mejores marcas en España en la edición de los Premios *Superbrands* 2011. Esta organización reconoce la excelencia en el campo del *branding* como sinónimo de consolidación en el mercado, garantía de calidad y confianza para sus públicos en más de 80 países en todo el mundo.

También en 2011 Repsol consiguió situarse entre las diez mejores marcas españolas en el ranking que bianualmente publica Interbrand, empresa referente a nivel mundial en valoración de marcas. En la edición de 2011 la marca Repsol se situó en el octavo puesto, mejorando su posición respecto a 2009, cuando alcanzó la novena plaza. La apuesta por la internacionalización, la innovación, las nuevas tecnologías y la adaptación a los nuevos patrones de consumo son las principales características de las marcas que se sitúan a la cabeza del ranking.

Reputación

En Repsol entendemos la reputación corporativa como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración entre todos sus grupos de interés. Esa confianza es un valor diferencial, demostrado en el hecho de que las empresas con mejor reputación son las de mayor valor. Una buena reputación las hace más competitivas porque impacta directamente en los resultados financieros, en la atracción y fidelización del talento, en la recomendación de los productos y en la capacidad para hacer frente a momentos de crisis.

Esto es especialmente relevante en sectores sensibles como el energético, siempre bajo la lupa por su trabajo directo con los recursos naturales y por su rol protagonista en el bienestar de las personas. Esto obliga a Repsol a actuar bajo estándares muy exigentes.

Como empresa pionera en materia de reputación, Repsol fue una de las cuatro empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y, en el año 2011, se convierte en uno de los patronos del *Corporate Excellence*: *Centre for Reputation Leadership*, un laboratorio de ideas en el que las grandes empresas españolas se unen para profesionalizar la gestión de la marca y la reputación corporativa a nivel global.

En Repsol se gestiona la reputación con el objetivo de impulsar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo. Para ello se mide su reputación de manera continua y se ha comenzado a desplegar un Plan Estratégico de Reputación

Corporativa. También se ha puesto especial énfasis en la gestión de la reputación online.

En 2011 Repsol mantiene y mejora sus posiciones en el *top ten* de los principales indicadores nacionales e internacionales de reputación, como el Monitor Español de Reputación Empresarial (MERCO) y *Fortune's World Most Admired Companies*, sectorial y por país.

PATROCINIO DEPORTIVO

Durante el año 2011, Repsol participó en las competiciones de motor del más alto nivel mundial, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que supone el mejor banco de pruebas para sus carburantes y lubricantes. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las mejores expectativas de sus clientes.

La temporada 2011 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol ganó el Campeonato del Mundo de la mano de Casey Stoner. El Repsol Honda Team fue además Campeón del Mundo por equipos. El piloto australiano de Repsol ganó diez de los diecisiete grandes premios. Dani Pedrosa ganó en tres ocasiones y sólo la mala suerte ha impedido que llegara a final de temporada con opciones de luchar por el título. Por su parte, Andrea Dovizioso finalizó la temporada en tercer lugar. Como ejemplo de la supremacía del equipo Repsol, basta decir que en quince de los diecisiete grandes premios, dos de nuestros pilotos han estado en el podio.

En la categoría de Moto2 se estrenaba como debutante nuestro último Campeón del Mundo de 125cc, Marc Márquez. El piloto de Cervera no defraudó y, tras un complicado comienzo de la temporada, consiguió ganar siete carreras y llegar al final de la temporada como líder de la categoría. Un desafortunado accidente en la penúltima carrera terminó con sus opciones de conseguir el campeonato. A pesar de quedarse a las puertas del título, el piloto Repsol ha confirmado ser un fenómeno deportivo y mediático, lo que le convierte en un magnífico embajador de la marca, dentro y fuera de los circuitos.

Un año más, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina y el Outdoor en categoría femenina. Toni Bou ha ganado diez campeonatos del mundo. A sus 26 años, está a punto de convertirse en el piloto más laureado de la historia en esta especialidad. Por su parte, Laia Sanz se consolida, con once campeonatos del mundo, como la mejor en su categoría.

Repsol mantuvo el patrocinio personal de Marc Coma, que en enero se proclamó campeón del Dakar 2011 en categoría de motos.

En el Campeonato de España de Velocidad, que se ha convertido en la mejor cantera del Mundial, el equipo Repsol ha copado las tres primeras plazas en la categoría de 125cc.

Otros patrocinios

Repsol es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de

participar en unos Juegos Olímpicos. De ese modo, con el objetivo de Londres 2012, Repsol apuesta por consolidar el magnífico momento del deporte español.

Como novedad, este año el Grupo ha iniciado el patrocinio de un equipo de vuelo acrobático que ha logrado el Subcampeonato del Mundo, el Campeonato de España, y que ha participado en varias exhibiciones áreas.

NUEVA SEDE DE REPSOL

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008, quedando prácticamente finalizados los trabajos en 2011.

Durante el pasado ejercicio se finalizó la estructura sobre rasante y se ejecutó el 100% de la fachada; los trabajos de instalaciones se culminaron, encontrándose actualmente en fase de puesta en marcha. También se ha procedido, durante el mes de octubre, a la plantación de los árboles del jardín. Asimismo, se ha iniciado la ejecución de la obra de urbanización interior.

También se finalizó el proyecto de ejecución de la habilitación interior con el diseño de los distintos espacios tipo y se ha trabajado en el diseño y funcionamiento de los servicios más importantes, con la colaboración de los integrantes del Equipo Campus (formado por 54 representantes de las distintas direcciones del Grupo que canaliza las vías de participación y opinión de las áreas en el proyecto de cambio) y con los representantes sindicales. El grado de ejecución en obra de este proyecto de habilitación interior alcanza el 52%.

El índice de frecuencia de accidentes con baja, durante el año 2011, se mantiene por debajo de cinco, lo que constituye un hito en el sector de la construcción de edificios.

Finalmente, se ha trabajado con cada unidad para estudiar en detalle su implantación real en el campus empresarial, finalizándose el trabajo con una simulación de implantación, chequeo de funcionamiento de espacios y recogida de necesidades especiales.

A lo largo del mes de noviembre y primeros días de diciembre, cerca de 1.000 empleados han visitado la oficina piloto que expresamente se ha habilitado para la ocasión, así como los espacios más singulares del edificio.

Entre el mes de abril y junio de 2012 está previsto que comience la ocupación del Campus.

La futura sede de Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 metros cuadrados donde se ofrecerán diferentes servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 metros cuadrados. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR	FECHA FIN DEL EJERCICIO	2011

C.I.F. A78374725

Denominación Social: REPSOL YPF, S.A.

MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
15-12-2000	1.220.863.463,00	1.220.863.463	1.220.863.463

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí [ ] No [X]

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
Sacyr Vallehermoso, S.A.	0	122.208.433	10,010
CaixaBank, S.A.	156.794.359		12,843
Petróleos Mexicanos	0	115.884.041	9,492
Blackrock Inc.	0	37.475.651	3,070

(*) A través

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	10,010
Petróleos Mexicanos	Entidades financieras	115.884.040	9,492
Petróleos Mexicanos	Pemex Internacional España, S.A.	1	0,000
Blackrock Inc.	Blackrock Investment Management (UK) LTD.	37.475.651	3,07

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	25/01/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	28/01/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	01/02/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	04/02/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	21/02/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	06/04/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	15/04/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	18/04/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	05/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	12/09/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Barclays PLC	01/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Barclays PLC	04/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Blackrock, Inc	07/03/2011	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	11/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	15/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	18/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	19/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
CaixaBank, S.A.	19/01/2011	Se ha superado el 10% del capital social
Crédit Agricole, S.A.	30/08/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Crédit Agricole, S.A.	02/09/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	30/06/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	01/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	04/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	05/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	07/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	14/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities Ltd.	15/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social

J.P. Morgan Securities Ltd.	19/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Petróleos Mexicanos	30/08/2011	Se ha superado el 5% del capital social
Repinves, S.A.	19/01/2011	Se ha descendido del 5% del capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A.	21/12/2011	Se ha descendido del 20% del capital social
Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	21/12/2011	Se ha descendido del 20% del capital social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	**Número de derechos de voto directos**	**Número de derechos de voto indirectos (*)**	**% sobre el total de derechos de voto**
D. Antonio Brufau Niubó	237.602	0	0,019
D. Isidro Fainé Casas	242	0	0.000
D. Juan Abelló Gallo	1.000	81.926	0,007
Dña. Paulina Beato Blanco	100	0	0,000
D. Artur Carulla Font	33.344	0	0,003
D. Mario Fernández Pelaz	4.000	0	0,000
D. Ángel Durández Adeva	5.950	0	0,000
D. Javier Echenique Landiríbar	0	17.200	0,001
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	5.816	1.832	0,001
D. José Manuel Loureda Mantiñán	50	27.200	0,002
D. Juan María Nin Génova	242	0	0,000
Pemex Internacional España, S.A.	1	0	0,000
D. Henri Philippe Reichstul	50	0	0,000
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.200	0	0,000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	8.038	0	0,001

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
D. Juan Abelló Gallo	Arbarin, Sicav, S.A.	81.926	0,007
D. Javier Echenique Landiríbar	Bilbao Orvieto, S.L.	17.200	0,001
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Prilou, S.L.	27.200	0,002

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,035

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de opción directos	Número de derechos de opción indirectos	Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos de voto

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Societaria	Repsol YPF participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank,S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas

		entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí [X] No [ ]

Intervinientes del pacto parasocial	% del capital social afectado	Breve descripción del pacto
Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos y PMI Holdings, B.V.	29,502	Con fecha 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó, mediante el Hecho Relevante nº 149479, la suscripción de un pacto parasocial con Petróleos Mexicanos relativo a Repsol YPF, S.A., cuyo objeto era, entre otros: (i) regular el ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Pemex de manera sindicada, y (ii) el establecimiento de determinadas condiciones a la libre de transmisión de acciones por Sacyr y Pemex.

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí [X] No [ ]

Intervinientes acción concertada	% del capital social afectado	Breve descripción del concierto
Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos y PMI Holdings, B.V.	29,502	Con fecha 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó, mediante el Hecho Relevante nº 149479, la suscripción de un pacto parasocial con Petróleos Mexicanos relativo a Repsol YPF, S.A., cuyo objeto era, entre otros, regular el ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Pemex de manera sindicada.

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

Con fecha 20 de diciembre de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó mediante el Hecho Relevante número 155225: (i) la transmisión a determinados bancos acreedores de 122.086.346 acciones de Repsol YPF, S.A., representativas de un 10% del capital social de la Sociedad; (ii) la reducción consiguiente hasta un 10,01% de la participación en Repsol YPF, S.A. de su filial íntegramente participada, Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.U.; y (iii) la modificación de las bases del acuerdo de

accionistas suscrito el 29 de agosto de 2011 entre Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos, y PMI Holdings, B.V., que debía entenderse, en consecuencia, resuelto.

Posteriormente, con fecha 31 de enero de 2012, Sacyr Vallehermoso, S.A. y Petróleos Mexicanos comunicaron, mediante la remisión del Hecho Relevante nº 157258, la firma de un convenio de terminación anticipada del referido acuerdo de accionistas, en virtud del cual las partes acordaron darlo por terminado y resolverlo de forma anticipada, reconociéndose mutuamente no tener nada que reclamarse y renunciando en los más amplios términos al ejercicio de cualquier acción o derecho que les pudiera corresponder conforme al mismo.

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:
A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirecta (*)	% total sobre capital social
122.086.346	0	10

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Total:	

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% sobre capital social
20/12/2011	122.086.346		10

Plusvalía /(Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)	10.248

A.9. Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

"*Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número*

máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo."

A.10 Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social.

Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

Sí [X] No [ ]

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal	3,000

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

Sí [ ] No [X]

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria	

Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto
El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión. Dichas limitaciones se concretan en las siguientes: – Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades. – Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado. Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la

condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo. La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

Sí [ ] No [X]

Descripción de las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí [ ] No [X]

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

B ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

B.1 Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros:	9

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	**Representante**	**Cargo en el Consejo**	**Fecha primer nombramiento**	**Fecha último nombramiento**	**Procedimiento de elección**
D. Antonio Brufau Niubó		Presidente	23-07-1996	15-04-2011	Cooptación
D. Isidro Fainé Casas		Vicepresidente	19-12-2007	14-05-2008	Cooptación
D. Juan Abelló Gallo		Vicepresidente	29-11-2006	15-04-2011	Cooptación
Dña. Paulina Beato Blanco		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Artur Carulla Font		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario Fernández Pelaz		Vocal	15-04-2011	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Durández		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en

Adeva					Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiríbar		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Vocal	14-05-2009	14-05-2009	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Vocal	31-01-2007	15-04-2011	Cooptación
D. Juan María Nin Génova		Vocal	19-12-2007	14-05-2008	Cooptación
Pemex Internacional España, S.A.	José Manuel Carrera Panizzo	Vocal	26-01-2004	30-04-2010	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Vocal y Secretario	02-02-2005	14-05-2009	Cooptación

Número Total de Consejeros	15

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

Nombre o denominación social del consejero	**Condición del consejero en el momento de cese**	**Fecha de baja**
D. Luis del Rivero Asensio	Dominical	20-12-2011
D. Carmelo de las Morenas López	Independiente	15-04-2011

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	**Comisión que ha propuesto su nombramiento**	**Cargo en el organigrama de la sociedad**
D. Antonio Brufau Niubó	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Consejero, Secretario General y del Consejo de Administración

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del Consejo	13,33

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	**Comisión que ha propuesto su nombramiento**	**Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento**
D. Isidro Fainé Casas	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
D. Juan Abelló Gallo	Comisión de Nombramientos y	Sacyr Vallehermoso, S.A.

	Retribuciones	
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Juan María Nin Génova	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
Pemex Internacional España, S.A.	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Petróleos Mexicanos

Número total de consejeros dominicales	5
% total del Consejo	33,33

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	**Perfil**
Dña. Paulina Beato Blanco	Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico y miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.
D. Artur Carulla Font	Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L. y Reserva Mont-Ferrant, S.A., Consejero y Secretario de Arbora & Ausonia, S.L.U. y Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluis Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).
D. Luis Carlos Croissier Batista	Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha

	ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Grupo Copo de Inversiones, S.A., y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.
D. Mario Fernández Pelaz	Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Actualmente es Presidente de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa) y Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.
D. Ángel Durández Adeva	Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España Comunicación, S.A., Consejero de Quantica Producciones, SL, miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.
D. Javier Echenique Landiríbar	Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Presidente del Banco

	Guipuzcoano, Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo, Fundación Altuna y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.
D. Henri Philippe Reichstul	Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Número total de consejeros independientes	8
% total del Consejo	53,33

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Nombre o denominación del consejero	**Comisión que ha propuesto su nombramiento**

Número total de otros consejeros externos	
% total del Consejo	

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Condición anterior	Condición actual

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese
D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Con fecha 20 de diciembre de 2011, D. Luis del Rivero Asensio comunicó a la Sociedad, mediante carta, su renuncia al cargo de Consejero como consecuencia de la venta por parte de Sacyr Vallehermoso a sus bancos financiadores del 10% de Repsol YPF, S.A.

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	YPF, S.A.	Presidente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	YPF, S.A.	Director Titular

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados

oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Abertis Infraestructuras, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Telefónica, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Ángel Durández Adeva	Mediaset España Comunicación, S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Banco Sabadell, S.A.	Vicepresidente
D. Javier Echenique Landiríbar	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Grupo Empresarial ENCE, S.A.	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí [ ] No [X]

Explicación de las reglas

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	

La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control		X
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.	X	

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a) En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribución fija	8.325
Retribución variable	7.369
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	56
TOTAL:	15.750

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.671
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	294
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

b) Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribución fija	611
Retribución variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	0
TOTAL:	611

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	0
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

c) Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por sociedad (miles de euros)	Por grupo (miles de euros)
Ejecutivos	11.482	611
Externos Dominicales	1.840	0
Externos Independientes	2.428	0
Otros Externos	0	0
TOTAL:	15.750	611

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante:

Remuneración total consejeros (en miles de euros)	16.361
Remuneración total consejeros/ beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,74

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Downstream
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D. G. Upstream
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero y de Empresas Participadas
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización
D. Antonio Gomis Sáez	D. G. Repsol Argentina
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D. Auditoría y Control
D. Miguel Ángel Devesa del Barrio	D. G. Económico Financiero
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y Gabinete de Presidencia
Dña. Mª Victoria Zingoni	D. Relación con Inversores
D. Pedro Antonio Merino García	D. Estudios y Análisis del Entorno

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	18.022

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiaros	12

	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	NO

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto:

Procesos para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establecen, en su artículo 45, que:

"Los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo de Administración y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tendrán derecho a percibir de la Sociedad una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y otras que fueren obligatorias, y de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%. Corresponde al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de aquel límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero dentro del Consejo y de sus comisiones. La Sociedad está facultada para hacer pagos anticipados a cuenta de la futura participación en el beneficio.

Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la Sociedad, derechos de opción sobre acciones, o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones, o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas.

Las percepciones previstas en este artículo serán compatibles e independientes de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase establecidos para aquellos miembros del Consejo de Administración que cumplan funciones ejecutivas, cualquiera que sea la naturaleza de su relación con la sociedad, ya laboral (común o especial de alta dirección), mercantil o de prestación de servicios. De estas retribuciones se informará en la Memoria y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos."

Adicionalmente, en relación con la remuneración de los Consejeros, el artículo 5.3.c del Reglamento del Consejo reserva al pleno del Consejo de Administración la competencia de aprobar la retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. contempla:

"Artículo 24. Retribución del Consejero

1. El cargo de Consejero de Repsol YPF, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación, así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada Consejero por el trabajo realizado en ese período.

2. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria anual informará, de manera individualizada, de la cuantía de la remuneración percibida durante el ejercicio por cada uno de los Consejeros por el desempeño de sus funciones como tales y por el desempeño de responsabilidades ejecutivas, desglosando los diferentes conceptos que la integran.

3. Los Consejeros Externos quedarán en todo caso excluidos de los sistemas de previsión financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivo a largo plazo, tales como opciones de compra de acciones."

Por último, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que

corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribución del mismo, valorando la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades que se exijan a los Consejeros; así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones:

A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.	NO
La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.	SI

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

Sí [X] No [ ]

Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen	SI
Conceptos retributivos de carácter variable	SI
Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente.	SI
Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán	SI

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

Sí [ ] No [X]

Cuestiones sobre las que se pronuncia el informe sobre la política de retribuciones
La Sociedad tiene previsto someter a votación consultiva, como punto separado del orden del día, en la próxima Junta General de Accionistas, el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A. Por otro lado, en la reunión del Consejo de Administración celebrada el 23 de febrero de 2011 se sometió al Consejo el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A. que había sido previamente aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en su sesión del día 16 de febrero de 2011 y cuyo texto se puso a disposición de los accionistas en el momento de convocatoria de la Junta celebrada el 15 de abril de 2011. El Informe contiene una explicación sobre los principios generales de la política retributiva de los Consejeros y el detalle de la estructura de retribuciones de los Consejeros, distinguiendo entre la retribución fija devengada en el ejercicio de las funciones inherentes al cargo de

Consejero de Repsol YPF, S.A., la retribución fija devengada como miembros del órgano de administración de otras sociedades del Grupo y la retribución fija devengada en el ejercicio de funciones ejecutivas. Se incluye también la retribución variable anual y plurianual devengada.

Papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones
De conformidad con lo previsto en el artículo 33.4.a) del Reglamento del Consejo de Administración, le corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribuciones del mismo, valorando en su propuesta la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades exigidas a los Consejeros, así como en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por el desempeño de sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos. A estos efectos, en la reunión celebrada el 16 de febrero de 2011, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones informó favorablemente sobre el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A. que fue posteriormente aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del día 23 de febrero y puesto a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011.

	Sí	**No**
¿Ha utilizado asesoramiento externo?	**X**	
Identidad de los consultores externos	Hay Group	

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	**Denominación social del accionista significativo vinculado**	**Cargo**
D. Isidro Fainé Casas	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Director General
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
D. Juan Abelló Gallo	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es representante de la sociedad Nueva Compañía de Inversiones, S.A. en el cargo de Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Juan Abelló Gallo	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 9,623% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Luis Carlos Croissier Batista	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 12,65% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí [X] No [ ]

Descripción modificaciones
El 23 de febrero de 2011 el Consejo de Administración acordó modificar los artículos 9 (*Convocatoria y lugar de celebración*), 25 (*El Presidente del Consejo de Administración*) y 32 (*La Comisión de Auditoría y Control*) del Reglamento del Consejo con el fin de: (i) Incorporar en el sistema de gobierno corporativo de Repsol YPF la figura del Consejero Independiente Coordinador o *lead independent director,* en línea con las mejores prácticas en la materia; y (ii) adaptar el artículo 32, relativo a la Comisión de Auditoría y Control, a la redacción dada a la Disposición Adicional 18ª de la Ley del Mercado de Valores, reguladora del Comité de Auditoría de entidades emisoras de valores admitidos a negociación en mercados regulados, por la Ley de Reforma de la Ley de Auditoría de Cuentas (Ley 12/2010, de 30 de junio). Asimismo, el 28 de septiembre de 2011 el Consejo de Administración acordó modificar los artículos 19 (*Obligación de no competencia*) y 22 (*Operaciones vinculadas*) del Reglamento del Consejo con el fin de reforzar los mecanismos de protección existentes en materia de competencia y operaciones vinculadas. La modificación del artículo 19 consistió en particular en un refuerzo de las medidas aplicables en los supuestos en que un consejero de la Sociedad se dedique, por cuenta propia o ajena, a actividades que entrañen competencia con la Sociedad. La modificación del artículo 22 consistió por su parte en reforzar el régimen de

aprobación de operaciones vinculadas entre la Sociedad y sus consejeros, accionistas significativos o personas a ellos vinculadas. Todo ello de conformidad con las últimas evoluciones legislativas en esta materia, los principios internacionales de buen gobierno tales como los Principios del *American Law Institute* y el Libro Verde de la Comisión Europea "*La normativa de gobierno corporativo de la UE*", de 5 de abril de 2011.

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Nombramiento

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

   Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

   No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representaran hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla

con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Reelección

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su

funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

Cese

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado B.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado siguiente.

B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí [X] No [ ]

Medidas para limitar riesgos
De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía. No obstante, el apartado 5 del citado artículo 25 establece que: "*En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:* *a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.* *b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.* *c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.* *d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.* *e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.*" Asimismo, el artículo 9 del Reglamento del Consejo recoge que "*El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.*"

Por otro lado, el citado artículo 25 establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración.

Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:

"Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga."

Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:

1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol YPF, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.
2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:
   a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;
   b) La política de inversiones y financiación;
   c) La política de gobierno corporativo;
   d) La política de responsabilidad social corporativa;
   e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;
   f) La política de control y gestión de riesgos; y
   g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.
3. Las siguientes decisiones:
   a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;
   b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;
   c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.
4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.
5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:
   a) Constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros y de carácter permanente para el Grupo Repsol YPF o ajena a la actividad principal de la Compañía.
   En los demás casos, será de aplicación el primer párrafo del apartado e) siguiente. Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones en la constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.
   b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.

c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol YPF.

d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.

e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.

Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:

- Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.
- Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.
- Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.

En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.

f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol YPF, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.

g) Concesión de afianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo.

h) Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol YPF, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.

i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.

j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol YPF.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o

la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas
El Consejo de Administración de Repsol YPF, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que: *"En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:* *a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.* *b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.* *c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.* *d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.* *e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes."* Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que "*El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión."*

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí [X] No [ ]

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

Adopción de acuerdos		
Descripción del acuerdo	**Quórum**	**Tipo de Mayoría**
Modificación del artículo 19 del Reglamento del Consejo	Mitad más uno de los Consejeros	Tres cuartos de los miembros del Consejo
Modificación del artículo 22 del Reglamento del Consejo	Mitad más uno de los Consejeros	Tres cuartos de los miembros del Consejo

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

Sí [ ] No [X]

Descripción de los requisitos

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí [X] No [ ]

Materias en la que existe voto de calidad
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí [ ] No [X]

Edad límite Presidente [ ]

Edad límite consejero delegado [ ] **Edad límite consejero** [ ]

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

Sí [ ] No [X]

Número máximo de años de mandato	

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación.

Explicación de los motivos y de las iniciativas
La selección de todos los miembros del Consejo se ha efectuado de manera objetiva, atendiendo a su reconocido prestigio, conocimientos y experiencia profesional para el desempeño del cargo, sin que en dichos procesos de selección se haya producido discriminación alguna. Por otro lado, el 19 de diciembre de 2007, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó un nuevo texto refundido de su Reglamento que, entre otras materias, atribuye a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido. Asimismo, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración establece expresamente que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y sus resultados.

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

Sí [ ] No [X]

Señale los principales procedimientos

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su Presidente:

Número de reuniones del Consejo	12
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la Comisión ejecutiva o delegada	5
Número de reuniones del Comité de auditoría	10
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos y retribuciones	5
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos	-
Número de reuniones de la Comisión de retribuciones	-

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	1
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	0,52

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

Sí [X] No [ ]

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y de Empresas Participadas

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoria y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.

- Requerir periódicamente de los Auditores y, como mínimo, una vez al año,

una valoración de la calidad de los procedimientos de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

  La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

B.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí [X] No [ ]

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese
De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros. Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

	Sí	**No**
¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

Sí [X] No [ ]

Observaciones
El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y

b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol YPF.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (*La Comisión de Auditoría y Control*) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios

adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol YPF dispone de la Dirección de Relaciones con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí [ ] No [X]

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí [ ] No [X]

Explicación de los desacuerdos

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí [X] No [ ]

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	455	808	1263
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	21,41	14,07	16,05

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí [ ] No [X]

Explicación de las razones

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de

años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	21	21

	Sociedad	Grupo
Nº de años auditados por la firma actual de auditoría / Nº de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	100	100

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	0,008	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Gas Natural SDG, S.A.	0,011	-
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A.	0,000	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A.	0,000	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	0,000	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	0,002	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol – Gas Natural LNG, S.L.	0,000	Consejero

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí [X] No [ ]

Detalle el procedimiento
El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23: - Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. - La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad. Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de

Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí [X] No [ ]

Detalle el procedimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.

Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí [X] No [ ]

Explique las reglas

De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.

A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

Sí [ ] No [X]

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

Sí [ ] No [X]

Decisión tomada	Explicación razonada
Procede continuar / No procede	

B.2. Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Ejecutivo
D. Isidre Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Juan Abelló Gallo	Vocal	Dominical
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
Pemex Internacional España, S.A.,	Vocal	Dominical
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
D. Ángel Durández Adeva	Presidente	Independiente
Dña. Paulina Beato Blanco	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Juan María Nin Génova	Vocal	Dominical
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Juan María Nin Génova	Presidente	Dominical
D. Juan Abelló Gallo	Vocal	Dominical
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
Pemex Internacional España, S.A.	Vocal	Dominical

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No
Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	X	
Asegurar la independencia del auditor externo	X	
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.	X	

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Comisión Delegada

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2011 esta Comisión se ha reunido en cinco ocasiones.

Comisión de Auditoría y Control

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, sin que puedan formar parte de la misma los Consejeros ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejercerá por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año

desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política y los objetivos de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y actuará como Secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2011 se ha reunido en diez ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos Independientes.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo

de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2011 se ha reunido en cinco ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de tres Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros

deberán tener la condición de Consejeros Externos o no Ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol YPF; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol YPF en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol YPF; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2011 se ha reunido en dos ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión Delegada	Ver B.2.3
Comisión de Auditoría y Control	Ver B.2.3
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Ver B.2.3
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	Ver B.2.3

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada

comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). La Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2011.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí [X] No [ ]

En caso negativo, explique la composición de su comisión ejecutiva

C OPERACIONES VINCULADAS

C.1 Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

Sí [X] No [ ]

C.2 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	5.858
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	124
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	887
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	256.510
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	9.873
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	68.674
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	143
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	202
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	41.700
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	35.777
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Gastos financieros	26.418
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	422
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	2.004
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	10.639
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	35.846
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	124
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	249
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	1.752
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	187.133
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	65

CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	782.258
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	33.826
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	91.764
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	201.099
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	357
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	2.750.907
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	421
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	489
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	29.892
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	40.256
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	3.810
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y Avales prestados	100.291
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	543.524
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	61.614
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Gastos financieros	28

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la operación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
Directivos de la Compañía	Grupo Repsol YPF	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	584

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe (miles de euros)

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

Sí [X] No [ ]

Nombre o denominación social del consejero	Descripción de la situación de conflicto de interés
Antonio Brufau Niubó	a) Todos los acuerdos relativos a la remuneración del Presidente han sido adoptados sin su participación. b) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. c) El acuerdo de reelección como Presidente del Consejo de Administración y como miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.
Luis Suárez de Lezo Mantilla	Todos los acuerdos relativos a la remuneración del Consejero Secretario General han sido adoptados sin su participación.
Luis Carlos Croissier Batista	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. b) El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.
Luis Fernando del Rivero Asensio	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. b) El acuerdo de su reelección como Vicepresidente 1º del Consejo de Administración y miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación. c) Los acuerdos relativos a su cese como Vicepresidente 1º y como miembro de la Comisión Delegada han sido adoptados, en la reunión del Consejo de 26 de octubre de 2011, sin su participación. d) El acuerdo para la autorización de la compra de autocartera representativa del 10% de las acciones de Repsol YPF, S.A. fue aprobado, por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2011, sin su participación.

Juan Abelló Gallo	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. b) El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación. c) El acuerdo relativo a su nombramiento como Vicepresidente del Consejo de Administración y miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 26 de octubre de 2011, sin su participación. d) El acuerdo para la autorización de la compra de autocartera representativa del 10% de las acciones de Repsol YPF, S.A. fue aprobado, por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2011, sin su participación.
Jose Manuel Loureda Mantiñan	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. b) El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación. c) El acuerdo para la autorización de la compra de autocartera representativa del 10% de las acciones de Repsol YPF, S.A. fue aprobado, por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2011, sin su participación. d) Asimismo, el acuerdo previo adoptado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el mismo día 18 de diciembre de 2011, relativo al informe favorable sobre la adquisición de autocartera fue adoptado sin su participación.
Ángel Durández Adeva	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. b) El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Auditoría y Control ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.

C.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol YPF, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del

responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol YPF. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF y Repsol YPF o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol YPF, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF dispone en su apartado 6.4., en cuanto a los Directivos, que *"Repsol YPF reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol YPF.*

Los empleados de Repsol YPF deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol YPF.

Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida."

C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí [ ] No [X]

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Sí [ ] No [ ]

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de

interés entre la filial cotizada y la demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

D SISTEMAS DE CONTROL DE RIESGOS

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

Repsol YPF desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todos los ámbitos del negocio del petróleo y del gas. Como consecuencia, Repsol YPF incurre en:

- riesgos de mercado, derivados de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados, tipos de cambio y tipos de interés,

- riesgos financieros, que incluyen aquellos relacionados con las posiciones de liquidez y solvencia de Repsol, así como los de contraparte, derivados de los contratos financieros y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes,

- riesgos, relacionados con la estrategia de la compañía, gestión del portafolio y asignación de recursos asociados a decisiones internas que requieren de la aprobación del Comité de Dirección/Consejo de Administración,

- riesgos regulatorios y de cumplimiento, relacionados con cambios regulatorios y con el cumplimiento de la regulación y normativa aplicable en materia legal, fiscal, seguridad y medio ambiente, reporte, y aspectos de gobierno corporativo,

- riesgos operativos asociados a la eficacia y eficiencia de las operaciones, son aquellos que pudieran materializarse en el caso de existencia de procesos internos inadecuados o erróneos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, de seguridad y medio ambiente y riesgos de reputación, como los relacionados con la ética y el impacto social de los negocios),

- riesgos de entorno económico relacionados con factores exógenos a la compañía, como el contexto macroeconómico, sector en el que opera, riesgo-país, catástrofes naturales, competidores, relación con socios y la percepción de las partes interesadas.

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su Plan Estratégico. Repsol YPF lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de sus actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol YPF dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados,

cubiertos o evitados en la medida en que sea posible. El análisis de los riesgos es un elemento integral de los procesos de toma de decisión del grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno centralizados como en la gestión de los negocios, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Cabe destacar, entre otras, las siguientes unidades de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos:

* Unidad de Proyectos de Auditoría, enfocada a la permanente evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de garantizar que los riesgos potenciales de todo tipo (estratégicos, operativos, financieros, de entorno, regulatorios, …) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol YPF, se encuentren en todo momento identificados, medidos y controlados. En el desarrollo de dicha función se vela por que los controles de la compañía garanticen el adecuado cumplimiento de la regulación y normativa aplicables, la salvaguarda de los activos, la fiabilidad de la información financiera y de gestión y la prevención del fraude.

* Unidad de Gestión de Riesgos de Crédito, encargada de:

  - el seguimiento y control del riesgo de crédito del Grupo,

  - la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de crédito, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,

  - el análisis y control del riesgo de crédito generado por las actividades del Grupo, incluyendo el establecimiento de límites de riesgo de crédito individuales por contraparte,

  - la definición de los criterios sobre dotaciones, aplicaciones de provisión para insolvencias, refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas,

  - la aceptación, validación y custodia de garantías entregadas de terceros,

  - el análisis de solvencia de contrapartes financieras,

  - la aprobación de ampliaciones en las condiciones de pago de clientes.

* Unidad de Middle Office de Mercados, encargada de:

  - el cálculo, seguimiento, control y valoración a mercado de las posiciones de liquidez, posiciones de riesgo de tipo de cambio y de tipo de interés,

  - medición del riesgo de la posición y análisis de sensibilidad del resultado y del valor de los productos e instrumentos contratados a los distintos factores de riesgo,

  - desarrollo y validación de la metodología de medición y valoración de instrumentos y posiciones según mejores prácticas de mercado.

* Unidad de Seguimiento de Riesgos, encargada de:

  - la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de precio de commodities, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,

  - el seguimiento y control del riesgo de precio de commodities del Grupo,

* Unidad de Seguros, encargada de:

  - el análisis y la evaluación de los riesgos accidentales que pueden afectar a los activos y actividades del Grupo,

  - la definición de la política de financiación de estos riesgos más eficiente, mediante la combinación óptima de medidas de autoseguro y de transferencia de riesgo,

  - la contratación de las coberturas de seguro que, en cada caso, se considere conveniente,

  - la negociación de las indemnizaciones derivadas de los accidentes asegurados.

* Unidad de Seguridad y Medio Ambiente, encargada de:

  - Definir los objetivos y líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente de compañía y realizar su seguimiento.

  - Establecer la normativa corporativa (política, normas, procedimientos, manuales y guías) de seguridad y medio ambiente de ámbito mundial general de la compañía y los mecanismos necesarios para su difusión.

  - Identificar y liderar proyectos corporativos de seguridad y medio ambiente y asesorar a las Unidades en la implantación de los mismos y realizar su seguimiento.

  - Establecer los indicadores clave de desempeño, realizar el seguimiento del desempeño de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente y proponer acciones de mejora.

  - Promover la creación de grupos de trabajo y el intercambio de las mejores prácticas en seguridad y medio ambiente

  - Coordinar las auditorías de seguridad y medio ambiente y realizar su seguimiento.

* Unidad de Responsabilidad Corporativa, perteneciente a la Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales, encargada de asesorar, impulsar y coordinar la estrategia conjunta de la Responsabilidad Corporativa de la Compañía. La Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales es responsable de:

- Hacer el seguimiento del desempeño de la compañía en los 7 principios de la RC, e informar a la Comisión Estrategia, Inversiones, y Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración, al Comité de Dirección y al Comité de Responsabilidad Corporativa.

- Hacer el seguimiento de la aplicación del Sistema de Coordinación de RC.

- Proponer al Comité de Responsabilidad Corporativa las líneas estratégicas de RC, así como coordinar en colaboración con las Unidades de la compañía el desarrollo de los planes plurianuales de RC.

- Coordinar el diálogo con las partes interesadas de la compañía a nivel corporativo y transmitir sus expectativas al Comité de Responsabilidad Corporativa.

- Proponer elementos de gobierno, tales como normativa corporativa, manuales o guías, objetivos, indicadores y otras herramientas de gestión en materia de coordinación de la RC.

- Consolidar la información relativa a RC a nivel corporativo y coordinar la elaboración de las herramientas de comunicación de la compañía en materia de RC a nivel corporativo, tales como el Informe Anual de RC y la web de RC y preparar la información necesaria para la cotización en índices de sostenibilidad o que sea requerida por accionistas o inversores en relación con criterios éticos, sociales y ambientales.

- Identificar y liderar proyectos e iniciativas de RC, asesorar a las Unidades en su implantación y realizar su seguimiento.

* Unidad de Cumplimiento y Riesgos: responsable de la monitorización y seguimiento de los procesos de revisión y evaluación de modelos de control interno y de riesgos, por medio del:

  - Sistema de Control Interno de Reporte Financiero (SCIIF): responsable de llevar a cabo la definición, seguimiento y evaluación continúa del diseño y funcionamiento del SCIIF definido en el Grupo (en base al marco conceptual definido en el modelo COSO), cuyo correcto funcionamiento permite asegurar de forma razonable la fiabilidad del reporte financiero del Grupo.

  - Programa de Cumplimiento Normativo: encargado de monitorizar el cumplimiento de las obligaciones legales de carácter formal con entidades públicas (Gobiernos, Administraciones Públicas y/o Autoridades Públicas), relativas a las actividades que se realizan en los diferentes países, y que contribuye a mitigar los riesgos de cumplimiento del Grupo.

  - Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo (en colaboración con otras áreas): consistente en un marco formal compuesto por los procesos, normativa y controles internos de las sociedades españolas que están dentro del ámbito de gestión, que permite, de forma razonable, identificar, documentar, evaluar, controlar, mitigar y actualizar los riesgos penales

asociados a la actividad de las mismas.

- Mapa de Riesgos: responsable de dotar al Grupo de una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos críticos por parte de todas las áreas responsables, velando por la adecuada aplicación de las directrices metodológicas establecidas y reportando periódicamente los resultados obtenidos a los Responsables/Órganos del Grupo que en cada momento se determinen.

* Unidad de Control de Reservas cuyo objetivo es asegurar que las estimaciones de reservas probadas de Repsol YPF se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la compañía. También realiza las auditorías internas de reservas, coordina las auditorías externas de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

  Existen además diversos comités funcionales y de negocio que tienen encomendadas las funciones de supervisión de las actividades de gestión de riesgos realizadas dentro de su ámbito de responsabilidad.

D.2 Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales…) que afectan a la sociedad y/o su grupo:

Sí [X] No [ ]

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

Riesgo materializado en el ejercicio	Circunstancias que lo han motivado	Funcionamiento de los sistemas de control
Riesgos propios de la actividad de la Sociedad.	Las propias del desarrollo del negocio.	Los sistemas de control establecidos por la Compañía han funcionado correctamente, lo que ha permitido gestionar los riesgos de forma adecuada.

D.3 Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control:

Sí [X] No [ ]

En caso afirmativo detalle cuáles son sus funciones.

Nombre de la Comisión u Órgano	Descripción de funciones
Comisión de Auditoría y Control	La Comisión de Auditoría y Control, como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene como función principal servir de apoyo al Consejo en sus cometidos de vigilancia mediante, entre otras actuaciones, la revisión periódica de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riegos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente. Con este objeto, la Comisión de Auditoría y Control

	realiza un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Interna, el cuál está orientado a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, para asegurar que permiten la identificación, gestión y/o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional, del Grupo Repsol YPF. En este sentido, la Comisión se apoya en Auditoría Interna para conocer las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo. Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control supervisa la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Finalmente, la Comisión, a través de las áreas correspondientes de la Compañía, conoce y orienta la política, los objetivos y las directrices del Grupo Repsol YPF en el ámbito medioambiental y de seguridad.

D.4 Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

La Comisión de Auditoría y Control sirve de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, velando por el cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Vigila el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, y protección de datos. Se asegura de que los Códigos Éticos y de Conducta Internos y ante los Mercados de Valores, aplicables al personal del Grupo, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

Del mismo modo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos y la correcta aplicación de los criterios contables.

E JUNTA GENERAL

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General

Sí [ ] No [X]

	% de quórum distinto al establecido en art. 102 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 103 LSA para los supuestos especiales del art. 103
Quórum exigido en 1ª convocatoria		

Quórum exigido en 2ª convocatoria		

Descripción de las diferencias

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

Sí [ ] No [X]

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida art. 103.2 LSA para los supuestos del 103.1	**Otros supuestos de mayoría reforzada**
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		
Describa las diferencias		

E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos Sociales podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a que legalmente corresponda.

En cuanto al derecho de participación e información de los accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF S.A. prevé que:

"6.3 El Consejo de Administración adoptará cuantas medidas estime oportunas para asegurarse de que la Junta General ejerza las funciones que le son propias. A tal fin pondrá a disposición de los accionistas, con carácter previo a la Junta, cuanta información sea legalmente exigible o, aún no siéndolo, resulte de interés para ellos y pueda ser suministrada razonablemente. Asimismo atenderá con la mayor diligencia las solicitudes de información y las preguntas formuladas por los accionistas con carácter previo a la Junta o con ocasión de la celebración de ésta última.

6.4 La información que la Sociedad facilite a sus accionistas y demás partícipes en los mercados financieros será completa, correcta, equitativa, simétrica y en tiempo útil.

Con el fin de conseguir una mayor transparencia e inmediatez en el proceso de difusión de información, la Sociedad utilizará los procedimientos y tecnologías de uso generalizado que la técnica ponga a disposición de empresas y particulares. A tal fin, el Consejo de Administración intensificará el uso de la página web de la Compañía y acordará los contenidos a facilitar por dicho medio y que incluirán, entre otros documentos, los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, los informes trimestrales y anuales, las convocatorias de las Juntas Generales, su reglamentación y acuerdos adoptados en la última celebrada, así como cualquier otra información que se considere oportuna."

Adicionalmente, el Reglamento de la Junta General establece en su artículo 5, en relación con el derecho de participación e información de los accionistas, que el anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá *"el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados."*

Este mismo artículo 5 del Reglamento de la Junta General contempla, asimismo, que *"además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General la Sociedad publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos sociales* ((i) el perfil profesional y biográfico, (ii) la relación de otros consejos de administración de los que formen parte, (iii) la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de los dominicales, el accionista al que representan o con quien tengan vínculos, (iv) la fecha de su primer nombramiento como Consejeros en la Sociedad, así como de los posteriores, y (v) las acciones de la Sociedad y opciones sobre ellas de las que sean titulares).

Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación la Sociedad hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a la Sociedad."

El artículo 6.1 del Reglamento de la Junta General de Accionistas dispone también que:

"En todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad como tales, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página Web de la Sociedad, formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en Junta General de Accionistas.

Convocada la Junta General y antes de los siete días inmediatos a la fecha fijada como primera convocatoria, los accionistas podrán utilizar los mismos medios para comentar o realizar sugerencias por escrito con relación a las propuestas incluidas en su Orden del Día.

Los Servicios de la Sociedad examinarán las cuestiones, sugerencias y comentarios de los accionistas y, de forma agrupada en su caso, se difundirán sus respuestas en la página Web de la Sociedad o, de considerarlo procedente el Consejo de Administración, serán tratadas en Junta General de Accionistas, aunque no sean incluidas en el Orden del Día."

Además de todo ello, para facilitar el acceso de los accionistas a la información de la Compañía, Repsol ha creado la Oficina de Información al Accionista mencionada anteriormente. En ella el accionista dispone de acceso telefónico gratuito y un correo electrónico donde puede solicitar cuanta información sea de su interés. Adicionalmente los accionistas pueden acudir a dicha Oficina donde recibirán atención personalizada.

E.4 Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, facilita, en su apartado 6, el derecho de participación e información del accionista, previéndose la posibilidad de que pueda formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades o intereses de la misma y que considere que deben ser tratadas en la Junta General, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Además de estas medidas previstas expresamente en las Normas de Gobierno Corporativo de Repsol YPF, S.A., la compañía fomenta igualmente la participación de los accionistas en la Junta General con las siguientes medidas:

- Publicación del anuncio de la convocatoria en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME), en los medios de comunicación de mayor difusión, con antelación suficiente, insertándose una copia en la página web de la Sociedad (www.repsol.com) y en otros medios si el Consejo de Administración lo considera oportuno para dar mayor publicidad a la convocatoria. También se envía copia del mismo a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, a las bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones, para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

- Advertencia, en el anuncio de la convocatoria, de la celebración de la Junta General en segunda convocatoria.

- Prácticas seguidas para incentivar la asistencia mediante la entrega de obsequios e, incluso en su caso, el pago de primas de asistencia.

- Celebración de la Junta General en un local con las mejores condiciones para el desarrollo y seguimiento de la reunión, con un gran aforo, y facilitando el traslado hasta el mismo.

- Posibilidad de ejercer o delegar el voto a distancia, ya sea por correspondencia postal o por medios electrónicos, poniendo a disposición de los accionistas:

  * En la página web y en la Oficina de Atención al Accionista un modelo para el ejercicio del voto por correspondencia postal.

  * Una aplicación en la página web para el ejercicio o delegación del voto por medios electrónicos, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES).

- Posibilidad de fraccionar el voto a través de la plataforma de voto y delegación por medios electrónicos y por correo postal.

- Asistencia y orientación personalizada a los accionistas que deseen intervenir, a través del personal de la Oficina de Información al Accionista.

- Posibilidad de acceder a la transmisión en directo de la reunión a través de la página

web de la Sociedad (www.repsol.com).

- Difusión, a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com) de las propuestas de acuerdos correspondientes a los puntos del Orden del Día, así como del informe del Consejo de Administración referente a cada una de las propuestas de acuerdos sometidas a la aprobación de la Junta General.

- Habilitación de un Foro Electrónico de Accionistas en la página web (www.repsol.com), con ocasión de la convocatoria de la Junta General, al que podrán acceder con las debidas garantías tanto los accionistas individuales como las asociaciones voluntarias que se puedan constituir, con el fin de facilitar su comunicación con carácter previo a la celebración de la Junta General. En el Foro podrán publicarse propuestas que pretendan presentarse como complemento del Orden del Día anunciado en la convocatoria, solicitudes de adhesión a tales propuestas, iniciativas para alcanzar el porcentaje suficiente para ejercer un derecho de minoría previsto en la ley, así como ofertas o peticiones de representación voluntaria.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

Sí [X] No [ ]

Detalle las medidas
A iniciativa propia, el Consejo de Administración tradicionalmente requiere la presencia de un Notario para que asista a la celebración de la Junta General y levante acta de la reunión. En consecuencia, ni el Presidente ni el Secretario de la Junta General intervienen en la elaboración del acta, que se encomienda a un fedatario público, con la consiguiente garantía de neutralidad para los accionistas.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

La Junta General Ordinaria celebrada el 15 de abril de 2011 aprobó las siguientes modificaciones de su Reglamento:

(i) Apartado sexto del artículo 3 (*Competencias de la Junta*).
(ii) Apartados primero y noveno del artículo 5 (*Convocatoria*).
(iii) Párrafos primero y segundo del artículo 8 (*Representación*).
(iv) Apartado quinto del artículo 13 (*Deliberación y adopción de acuerdos*).
(v) Apartado (iv) del artículo 14 (*Votación de las propuestas de acuerdos*)
(vi) Apartado segundo del artículo 15 (*Acta de la Junta*).

Las referidas modificaciones del Reglamento de la Junta General tenían como objeto su adaptación a la nueva Ley de Sociedades de Capital .

Dicha modificación fue comunicada a la CNMV mediante escrito de fecha 2 de junio de 2011 de 2011 y figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

El Reglamento de la Junta General se encuentra a disposición de los interesados en la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

	Datos de asistencia				
Fecha Junta General	% de presencia física	% en representación	% Voto a distancia		Total
			Voto electrónico	Otros	
15-04--2011	0,056	64,81	0,003	2,39	67,259

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebrados en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el ejercicio 2011 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 15 de abril de 2011, y en la que se adoptaron los siguientes acuerdos, con las mayorías que se indican:

1. Aprobar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A., las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2010, y la propuesta de aplicación de sus resultados.

   Votaron a favor 664.376.571 acciones, votaron en contra 90.653 acciones y se abstuvieron 138.863 acciones.

2. Aprobar la gestión del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio social 2010.

   Votaron a favor 653.525.750 acciones, votaron en contra 4.497.642 acciones y se abstuvieron 6.582.695 acciones.

3. Designación de Auditor de Cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su Grupo Consolidado para el ejercicio 2011.

   Votaron a favor 662.586.049 acciones, votaron en contra 1.014.923 acciones y se abstuvieron 1.005.115 acciones.

4. Modificación de los artículos 9, 11, 19, 24, 27, 29, 32, 39, 44, 50 y 56 de los Estatutos Sociales; y de los artículos 3, 5, 8, 13, 14 y 15 del Reglamento de la Junta General de Accionistas.

   Votaron a favor 660.677.276 acciones, votaron en contra 1.397.189 acciones y se abstuvieron 2.531.622 acciones.

5. Modificación del artículo 52 de los Estatutos Sociales, relativo a la aplicación de los resultados del ejercicio.

   Votaron a favor 664.068.124 acciones, votaron en contra 130.922 acciones y se abstuvieron 407.041 acciones.

6. Modificación de los artículos 40 y 35 de los Estatutos Sociales, relativos a los cargos internos y las reuniones del Consejo de Administración.

   Votaron a favor 659.279.646 acciones, votaron en contra 3.972.590 acciones y se abstuvieron 1.353.851 acciones.

7. Reelección como Consejero de D. Antonio Brufau Niubó.

   Votaron a favor 548.540.616 acciones, votaron en contra 80.044.446 acciones y se abstuvieron 24.460.875 acciones.

8. Reelección como Consejero de D. Luis Fernando del Rivero Asensio.

   Votaron a favor 652.249.957 acciones, votaron en contra 9.084.325 acciones y se abstuvieron 3.271.805 acciones.

9. Reelección como Consejero de D. Juan Abelló Gallo.

   Votaron a favor 652.305.622 acciones, votaron en contra 9.024.315 acciones y se abstuvieron 3.276.010 acciones.

10. Reelección como Consejero de D. Luis Carlos Croissier Batista.

    Votaron a favor 661.921.474 acciones, votaron en contra 908.115 acciones y se abstuvieron 1.776.498 acciones.

11. Reelección como Consejero de D. Ángel Durández Adeva.

    Votaron a favor 662.138.233 acciones, votaron en contra 1.611.048 acciones y se abstuvieron 856.806 acciones.

12. Reelección como Consejero de D. Jose Manuel Loureda Mantiñán.

    Votaron a favor 647.550.869 acciones, votaron en contra 11.482.567 acciones y se abstuvieron 5.572.651 acciones.

13. Nombramiento como Consejero de D. Mario Fernández Pelaz

    Votaron a favor 662.276.701 acciones, votaron en contra 653.007 acciones y se abstuvieron 1.676.379 acciones.

14. Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual.

    Votaron a favor 644.301.950 acciones, votaron en contra 14.919.212 acciones y se abstuvieron 5.384.925 acciones.

15. Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012.

    Votaron a favor 660.195.839 acciones, votaron en contra 2.001.568 acciones y se abstuvieron 2.408.680 acciones.

16. Delegación de la facultad para emitir valores de renta fija, convertibles y/o canjeables por acciones de la Sociedad o canjeables por acciones de otras sociedades, así como warrants, con la posibilidad de excluir, total o parcialmente, el derecho de suscripción preferente de los accionistas en dichas emisiones.

    Votaron a favor 639.491.756 acciones, votaron en contra 22.014.168 acciones y se abstuvieron 3.100.163 acciones.

17. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.

    Votaron a favor 664.120.545 acciones, votaron en contra 308.091 acciones y se abstuvieron 177.451 acciones.

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:

Sí [ ] No [X]

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la Junta General.

De acuerdo con el apartado 8 del Reglamento de la Junta General, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que no necesitará ser accionista. La representación deberá conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, y con carácter especial para cada Junta.

Para ello, además de poder remitir las delegaciones para la asistencia y voto en la Junta a través de las entidades participantes de la "Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A." (Iberclear), se pone a disposición de los accionistas la Oficina de Información al Accionista, a la que pueden dirigirse por correo o en persona, y otra oficina abierta, exclusivamente para este fin, en el domicilio social, Paseo de la Castellana, número 278, donde se reciben las tarjetas de asistencia y se entregan los obsequios correspondientes.

Asimismo, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES), se pone a disposición una aplicación en la página web para la delegación del voto por medios electrónicos.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

Sí [ ] No [X]

Describa la política

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página Web.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por el artículo 539 de la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se recoge en el epígrafe "Información para accionistas e inversores" de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

F GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. **Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

   Ver epígrafes: A.9, B.1.22, B.1.23 y E.1, E.2.

   Cumple [X] Explique [ ]

2. **Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:**

   a) **Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;**

   b) **Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.**

   Ver epígrafes: C.4 y C.7

   Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

3. **Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:**

   a) **La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;**

   b) **La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;**

   c) **Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.**

   Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

4. **Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida**

la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple [X] Explique [ ]

5. **Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:**

   a) **Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;**

   b) **En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.**

   Ver epígrafe: E.8

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

6. **Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.**

   Ver epígrafe: E.4

Cumple [X] Explique [ ]

7. **Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.**

   Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

8. **Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:**

   a) **Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:**

      i) **El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;**

      ii) **La política de inversiones y financiación;**

      iii) **La definición de la estructura del grupo de sociedades;**

      iv) **La política de gobierno corporativo;**

      v) **La política de responsabilidad social corporativa;**

vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;

vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3

b) Las siguientes decisiones:

i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

Ver epígrafe: B.1.14.

ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

Ver epígrafe: B.1.14.

iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;

v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: C.1 y C.6

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol YPF actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

- a.vii) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control. A este respecto, dado que la recomendación 50.1 del Código Unificado atribuye a la Comisión de Auditoría y Control funciones en materia de supervisión de los sistemas de información, control interno y gestión de riesgos y Repsol YPF ha estado sujeta hasta junio de 2011 a la Ley estadounidense Sarbanes-Oxley (Sección 404), en virtud de la cual la Comisión de Auditoría y Control debe actuar como máximo órgano de control y supervisión del funcionamiento del sistema de Control Interno de Reporting Financiero, se ha considerado conveniente que corresponda a dicha Comisión la función de supervisar los sistemas de gestión de riesgos, control interno y sistemas de información de la Compañía, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

- b.i) El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de "blindaje" para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

- b.v) La Sociedad cumple, excepto lo relativo a la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. A este respecto, la Sociedad ha optado por que la Comisión de Auditoría y Control reciba información sobre estas materias y vele por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y por que la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente. Todo ello, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

  Por otro lado, esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: B.1.1

Cumple [X] Explique [ ]

10. **Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.**

Ver epígrafes: A.2, A.3, B.1.3 y B.1.14.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

11. **Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.**

Ver epígrafe: B.1.3

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] No aplicable [X]

12. **Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.**

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: B.1.3, A.2 y A.3

Cumple [X] Explique [ ]

13. **Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.**

Ver epígrafe: B.1.3

Cumple [X] Explique [ ]

14. **Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.**

Ver epígrafes: B.1.3 y B.1.4

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

15. **Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:**

    a) **Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;**

    b) **La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.**

    Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

16. **Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.**

    Ver epígrafe: B.1 42

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

17. **Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.**

    Ver epígrafe: B.1.21

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

18. **Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:**

    a) **Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;**

    b) **Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;**

    c) **Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.**

    Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

    Ver epígrafe: B.1.34

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

19. **Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.**

Ver epígrafe: B.1.29

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

20. **Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones**.

Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

21. **Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

22. **Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:**

    a) **La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;**

    b) **Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;**

    c) **El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.**

Ver epígrafe: B.1.19

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

23. **Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.**

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple [X] Explique [ ]

24. **Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.**

Ver epígrafe: B.1.41

Cumple [X] Explique [ ]

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

a) Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;

b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La Sociedad cumple, excepto lo relativo a las reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros. A este respecto, considera suficiente para asegurar el eficaz desempeño de sus funciones por los Consejeros las obligaciones que, conforme a lo establecido en el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deben cumplir por virtud de su cargo:

- Dedicar con continuidad el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir de forma regular las cuestiones que plantea la administración de la Sociedad.

- Informarse y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo y de los órganos delegados y consultivos a los que pertenezcan, recabando la información suficiente para ello y la colaboración o asistencia que consideren oportunas.

- Asistir a las reuniones de los órganos de que formen parte y participar activamente en las deliberaciones a fin de que su criterio contribuya eficazmente al proceso de toma de decisiones. De no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que ha sido convocado, deberá instruir al Consejero que, en su caso, le represente.

- Realizar cualquier cometido específico que le encomiende el Consejo de Administración y se halle razonablemente comprendido en su compromiso de dedicación.

- Informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones informará al Consejo sobre el cumplimiento por los Consejeros de las referidas obligaciones.

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

a) A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.

b) Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

a) Perfil profesional y biográfico;

b) Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;

c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.

d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;

e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

29. Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un período continuado superior a 12 años.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple [X] Explique [ ]

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2, A.3 y B.1.2

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

31. Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultas de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26

Cumple [X] Explique [ ]

32. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: B.1.43, B.1.44

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

33. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

34. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: B.1.5

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

35. Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:

a) Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;

b) Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:

i) Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.

ii) Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a

una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;

iii) Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y

iv) Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.

c) Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.

d) Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:

i) **Duración;**

ii) Plazos de preaviso; y

iii) Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.

Ver epígrafe: B.1.15

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

36. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Ver epígrafes: A.3, B.1.3

Cumple [X] Explique [ ]

37. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple [X] Explique [ ]

38. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

39. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

40. Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

Ver epígrafe: B.1.16

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La Sociedad elabora el Informe sobre la política de retribuciones de los Consejeros, que es puesto a disposición de los accionistas, a título informativo, con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:

a) El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:

i) Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;

ii) La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;

iii) Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;

iv) Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;

v) Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;

vi) Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;

vii) Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;

viii) Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el

consejero.

b) El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:

i) Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;

ii) Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;

iii) Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;

iv) Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.

c) Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

42. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

43. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos Comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;

b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.

c) Que sus Presidentes sean consejeros independientes.

d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

45. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Cumple [X] Explique [ ]

46. Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple [X] Explique [ ]

47. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Cumple [X] Explique [ ]

48. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

49. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales…) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;

b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;

c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;

d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafe: D

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

50. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información

financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

b) Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

c) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

d) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.

b) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

c) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

ii) Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores;

iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

d) En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

51. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple [X] Explique [ ]

52. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas

intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.

b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La Sociedad cumple, excepto lo recogido en el apartado b) relativo a las entidades domiciliadas en paraísos fiscales y las operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

A este respecto, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece que la Comisión de Auditoría y Control será informada sobre la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. Asimismo, corresponde a dicha Comisión velar por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente.

Por otro lado, el referido apartado de esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

53. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: B.1.38

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

54. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: B.2.1

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

55. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para

que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.

c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.

d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: B.1.14, B.2.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

G OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz,

relacionados con los anteriores apartados del informe.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

1. Nota sobre el apartado A.2.

Al estar representadas las acciones de Repsol YPF por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2011 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Por otro lado, se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,492 % del capital social de la Compañía.

2. Nota sobre el apartado A.8.

La cifra de 10.248 miles de euros corresponde al efecto patrimonial generado por transacciones con acciones emitidas por la Sociedad.

Por otro lado, de conformidad con el hecho relevante comunicado el 11 de enero de 2012 con número de registro 156304, Repsol YPF comunico la colocación entre inversores profesionales y cualificados de un paquete de 61.043.173 acciones propias de la Compañía, representativas, de un 5% del capital social, que habían sido adquiridas el 20 de diciembre de 2011, manteniendo la titularidad de 61.043.173 acciones propias, representativas, de un 5% del capital social.

3. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

4. Nota sobre el apartado B.1.11.

Siguiendo la práctica anterior de Repsol YPF, S.A., y para completar la información

suministrada en el apartado B.1.11., se detallan en el presente Informe Anual de Gobierno Corporativo las cantidades percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante el ejercicio 2011, de forma individualizada y por conceptos retributivos o de otros beneficios y prestaciones.

a) *Por su pertenencia al Consejo de Administración*

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2010 y 2011, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2010	2011
Consejo de Administración	172.287	176.594
Comisión Delegada (CD)	172.287	176.594
Comisión de Auditoría y Control (CAC)	86.144	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social (CEIRSC)	43.072	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribución (CNR)	43.072	44.149

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2011 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,974 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejero	**Consejo**	**Comisiones del Consejo**				**TOTAL**
		CD	**CAC**	**CNR**	**CEIRSC**	
BRUFAU NIUBÓ, Antonio	176.594	176.594	-	-	-	353.188
SUÁREZ DE LEZO MANTILLA, Luis	176.594	176.594	-	-	-	353.188
PEMEX INTER. ESPAÑA S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
DE LAS MORENAS LÓPEZ, Carmelo (1)	58.865	-	29.432	-	-	88.297
REICHSTUL, Henri Philippe	176.594	176.594	-	-	-	353.188
BEATO BLANCO, Paulina	176.594	-	88.297	-	-	264.891
ECHENIQUE LANDIRIBAR, Javier	176.594	176.594	88.297	-	-	441.486
CARULLA FONT, Artur	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
DEL RIVERO ASENSIO, Luis (2)	161.878	132.446	-	-	-	294.324
ABELLÓ GALLO, Juan	176.594	29.432	-	-	44.149	250.175
LOUREDA MANTIÑÁN, José Manuel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
CROISSIER BATISTA, Luis Carlos	176.594	-	-	-	44.149	220.743
FAINÉ CASAS, Isidro	176.594	176.594	-	-	-	353.188
NIN GÉNOVA, Juan María	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
DURÁNDEZ ADEVA, Ángel	176.594	-	88.297	-	-	264.891
GABARRO MIQUEL, Mª Isabel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
FERNANDEZ PELAZ, Mario (3)	117.729	-	-	29.432	-	147.162

(1) D. Carmelo de las Morenas López dimitió como Consejero con fecha 15 de abril de 2011.
(2) D. Luis del Rivero Asensio dimitió como Consejero con fecha 20 de diciembre de 2011.
(3) D. Mario Fernández Pelaz fue nombrado Consejero con fecha 15 de abril de 2011.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2011 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, ésta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo, correspondiente al periodo 2008-2011 devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,942 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,033 millones de euros.

Asimismo, con carácter extraordinario, en 2011 se devengó una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 de 2,772 millones de euros para D. Antonio Brufau y de 1,678 millones de euros para D. Luis Suárez de Lezo.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2011 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,611 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros		
	YPF	Gas Natural	Total
Antonio Brufau	85.281	289.800	375.081
Luis Suárez de Lezo	83.668	151.800	235.468

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia.

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2011 a 2,965 millones de euros. Corresponden 2,671 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,294 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2011, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

g) Operaciones con los Administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones con accionistas significativos de la sociedad, los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía tiene implementado el Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, que fue aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el pasado 15 de abril de 2011 y su objetivo es permitir a sus beneficiarios, (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los restantes miembros del Comité de Dirección de Repsol YPF) invertir en acciones de Repsol YPF hasta un 50% del importe bruto de la liquidación del incentivo a percibir anualmente, de forma que si el beneficiario mantiene las acciones durante un periodo de tres años y se cumplen el resto de condiciones del Plan, la Compañía les entregará al término del indicado periodo una acción adicional por cada tres acciones de las adquiridas inicialmente.

Tanto el Presidente Ejecutivo como el Secretario General se han adherido al Plan suscribiendo el importe máximo permitido.

h) Relación con los resultados de la Compañía

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 11,482 millones de euros, lo cual representa un 0,52% del resultado del periodo.

5. Nota sobre el apartado B.1.12.

A efectos del presente Informe Anual de Gobierno Corporativo, Repsol YPF considera "altos directivos" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF, al resto de Directivos con dependencia directa del Presidente Ejecutivo y al Director de Auditoría y Control.

Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información sobre los miembros de la alta dirección incluida en el apartado B.1.12 no incluye al personal directivo con la condición de consejero ejecutivo.

Asimismo, se hace constar que hasta el 16 de junio de 2011, D. Miguel Ángel Devesa del Barrio fue Director General Económico Financiero y D. Miguel Martínez San Martín C.O.O. A partir de dicha fecha, D. Miguel Martínez San Martín asumió el cargo de Director General Económico Financiero y de Empresas Participadas y Dña. Mª Victoria Zingoni, Directora de Relación con Inversores y D. Pedro Antonio Merino García, Director de Estudios y Análisis del Entorno, pasaron a depender jerárquicamente de forma directa del Presidente Ejecutivo.

La cantidad de 18,022 millones de euros correspondiente a la remuneración total de la alta dirección incluye las percepciones del personal directivo señalado en el apartado B.1.12. Esta cantidad incluye, con carácter extraordinario, una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 devengada en 2011.

Esta cantidad no incluye los costes por las aportaciones realizadas a plan de pensiones, seguro de vida, plan de previsión y premio de permanencia, que han ascendido a 2,056 millones de euros.

6. Nota sobre el apartado B.1.18

Con fecha 25 de enero de 2012 y conforme a lo recogido en el Hecho Relevante número 157042 comunicado por la Sociedad, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó por unanimidad, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y en línea con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales en materia de Gobierno Corporativo, modificar los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de reforzar las medidas de protección del interés social de la Sociedad en casos de conflictos de interés, derivados de operaciones vinculadas y situaciones de competencia.

La nueva redacción de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración es la siguiente:

"***Artículo 19.- Obligación de no competencia.***

1. *Los Consejeros no podrán dedicarse, por cuenta propia o ajena, a actividades cuyo ejercicio constituya competencia con la Sociedad salvo que concurran las siguientes circunstancias:*

a) que razonablemente sea previsible que la situación de competencia no causará un daño a la Sociedad o que el daño previsible que pueda causarle se compense con el beneficio esperado que la Sociedad pueda razonablemente obtener por permitir dicha situación de competencia;

b) que, tras haber recibido asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera y previa audiencia del accionista o Consejero afectado, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y

c) que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable de la mayoría del capital social desinteresado, es decir, del capital presente y representado en la Junta descontadas las acciones vinculadas al Consejero afectado. Si la Junta dispensara la prohibición de competencia sin cumplir esta mayoría especial y el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones hubiese sido desfavorable a la dispensa, los administradores deberán someter a los tribunales la compatibilidad de dicho acuerdo de la Junta con el interés social.

2. Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar sobre la dispensa de la prohibición de competencia, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del consultor externo independiente previstos en el apartado 1.(b) anterior y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto. Los acuerdos que esté llamada a adoptar la Junta General en aplicación de lo dispuesto en este artículo se someterán a ésta bajo un punto separado del orden del día.

3. Si la situación de competencia apareciese con posterioridad al nombramiento de un Consejero, el afectado deberá dimitir inmediatamente de su cargo.

4. A los efectos de lo dispuesto en este artículo:

a) se considerará que una persona se dedica por cuenta propia a actividades constitutivas de competencia con la Sociedad cuando desarrolle dichas actividades directamente o de manera indirecta a través de sociedades controladas en el sentido del artículo 42 del Código de Comercio.

b) se entenderá que una persona se dedica por cuenta ajena a actividades que constituyan competencia con la Sociedad cuando tenga una participación significativa o desempeñe un puesto ejecutivo en una empresa competidora o en otra concertada con ésta para el desarrollo de una política común y, en todo caso, cuando haya sido designada como consejero dominical de la Sociedad a instancia de una de aquéllas; y

c) se considerará que no se hallan en situación de competencia con la Sociedad (i) las sociedades controladas por ésta (en el sentido del artículo 42 del Código de Comercio); y (ii) las sociedades con las que Repsol YPF, S.A. tenga establecida una alianza estratégica, aun cuando tengan el mismo, análogo o complementario objeto social y mientras permanezca en vigor la alianza. No se considerarán incursos en la prohibición de competencia, por este solo motivo, quienes sean Consejeros dominicales en sociedades competidoras nombrados a instancia de la Sociedad o en consideración a la participación que ésta tenga en el capital de aquéllas.

5. *Los Consejeros tampoco podrán prestar servicios de asesoramiento o de representación a empresas competidoras de la Sociedad, salvo que el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, les autorice para ello con el voto favorable de dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés. En caso de no cumplirse estos requisitos, la autorización deberá ser acordada por la Junta General. Con los mismos requisitos podrá también el Consejo dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses a que se refiere el artículo 13.1 anterior.*

6. *La modificación de este artículo requerirá el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.*"

"***Artículo 22.- Operaciones vinculadas.***

1. *Las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas ("operaciones vinculadas") estarán sujetas a los requisitos sustantivos y procedimentales previstos en este artículo.*

2. *Las operaciones vinculadas (i) que sean de importe igual o superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones:*

   a) *que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad;*

   b) *que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y*

   c) *que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable de la mayoría del capital social desinteresado, es decir, el capital presente y representado en la Junta descontadas las acciones vinculadas al Consejero o accionista implicado en la transacción. Si la Junta autorizara la operación sin cumplir esta mayoría especial y el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones hubiese sido desfavorable a la autorización, los administradores deberán someter a los tribunales la compatibilidad de dicho acuerdo de la Junta con el interés social. No obstante, cuando concurran razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones al que se refiere la letra (b) anterior resulte favorable a la operación, y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incursos en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.*

      Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y

Retribuciones y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno su propio informe al respecto.

3. *Las operaciones vinculadas distintas de las mencionadas en el apartado 2 anterior requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Excepcionalmente, cuando razones de urgencia así lo aconsejen, las operaciones vinculadas cuya aprobación corresponda al Consejo podrán autorizarse por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno.*

4. *La autorización anterior no será precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:*

   (i) que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen habitualmente a los clientes que contraten el tipo de producto o servicio de que se trate;

   (ii) que se realicen a precios o tarifas establecidas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio de que se trate o, cuando las operaciones se refieran a bienes o servicios en los que no existan tarifas establecidas, en condiciones habituales de mercado, semejantes a las aplicadas en relaciones comerciales mantenidas con clientes de similares características; y

   (iii) que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la Sociedad.

   Tampoco será necesaria la autorización del Consejo en el caso de operaciones que, perteneciendo al giro o tráfico ordinario de la Compañía, se efectúen en condiciones normales de mercado y sean de escasa relevancia.

5. *Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.*

6. *La modificación de este artículo requerirá el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.*"

7. Nota sobre el apartado C.2

Respecto de los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr Vallehermoso, S.A. y con Petróleos Mexicanos se corresponde con el volumen de compromisos de compras vigentes al 31 de diciembre de 2011 neto del volumen de compromisos de venta.

Las garantías canceladas en el ejercicio 2011 ascienden a un total de 1.145 miles de euros.

El dato de los arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al 31 de diciembre de 2011 otras operaciones por 1.321 millones de euros con el grupo "la Caixa", dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 416 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 173 y el tipo de interés por 209 millones de euros.

8. Código de Buenas Prácticas Tributarias

Repsol YPF se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de buen gobierno:

Sí [ ] No [X]

Nombre del consejero	Tipo de relación	Explicación

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 23 de febrero de 2011.

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

ANEXO AL INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE REPSOL YPF, S.A. DEL EJERCICIO 2011

El presente Anexo recoge la información adicional al Informe Anual de Gobierno Corporativo requerida en el artículo 61 bis de la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, de acuerdo con la redacción introducida por la Ley 2/2011 de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Dado que los nuevos contenidos no están incluidos en el modelo vigente de Informe Anual de Gobierno Corporativo aprobado por la Circular 4/2007, de 27 de diciembre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se incluye en el presente Anexo la información adicional requerida por el artículo 61 bis de la mencionada Ley del Mercado de Valores.

1. VALORES QUE NO SE NEGOCIAN EN UN MERCADO REGULADO COMUNITARIO, CON INDICACIÓN, EN SU CASO, DE LAS DISTINTAS CLASES DE ACCIONES Y, PARA CADA CLASE DE ACCIONES, LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES QUE CONFIERA

Todas las acciones de Repsol YPF, S.A. (la "**Sociedad**", la "**Compañía**" o "**Repsol YPF**") poseen los mismos derechos políticos y económicos, no existiendo derechos de voto distintos para ningún accionista.

Las acciones de Repsol YPF están representadas por medio de anotaciones en cuenta y cotizan en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A 31 de diciembre de 2011, las acciones de Repsol YPF en forma de *American Depositary Shares* (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones y los ADSs de la filial YPF, S.A. cotizan respectivamente en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de valores de Nueva York (NYSE) y las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores de Lima.

2. RESTRICCIONES A LA TRANSMISIBILIDAD DE VALORES Y AL DERECHO DE VOTO

Esta información se encuentra recogida en el Apartado A.10 y en la Nota al apartado A.10 incluida en el punto G (*Otras Informaciones de Interés*) del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

3. NORMAS APLICABLES A LA MODIFICACIÓN DE LOS ESTATUTOS DE LA SOCIEDAD

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales. Al no resultar de aplicación lo dispuesto en el último párrafo del artículo 27 de los Estatutos, relativo al número máximo de votos que puede emitir un accionista tras la reforma de la Ley de Sociedades de Capital, no resulta tampoco aplicable lo dispuesto en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos Sociales sobre la modificación del mencionado artículo 27.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales establece que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurran accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

4. ACUERDOS SIGNIFICATIVOS QUE HAYA CELEBRADO LA SOCIEDAD Y QUE ENTREN EN VIGOR, SEA MODIFICADO O CONCLUYAN EN CASO DE CAMBIO DE CONTROL DE LA SOCIEDAD A RAÍZ DE UNA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN Y SUS EFECTOS

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través

de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural SDG relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

5. ACUERDOS ENTRE LA SOCIEDAD Y SUS CARGOS DE ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN O EMPLEADOS QUE DISPONGAN INDEMNIZACIONES CUANDO ÉSTOS DIMITAN O SEAN DESPEDIDOS DE FORMA IMPROCEDENTE O SI LA RELACIÓN LABORAL LLEGA A SU FIN CON MOTIVO DE UNA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN

Los efectos legales y convencionales que pueden derivarse de la extinción de la relación laboral o de servicios que liga al personal de la Sociedad no son uniformes, sino que varían en función del personal de que se trate, del cargo o puesto de trabajo que se desempeñe, el tipo de contrato, de la normativa que rija su relación laboral o de servicios y de otros factores.

No obstante lo anterior, la Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo.

Por lo que respecta a los consejeros ejecutivos, se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe sobre Política de Retribuciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2012.

6. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA INTERNO DE CONTROL Y DE GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF) DEL GRUPO REPSOL YPF

6.1. Introducción

De acuerdo a los marcos de referencia en materia de control interno, las compañías deben disponer de modelos que les permitan implantar, gestionar y evaluar sus sistemas de control para garantizar la efectividad de los mismos.

En este sentido, el Grupo Repsol YPF (en adelante el "**Grupo**") dispone de un modelo de control interno basado en el marco metodológico de referencia comúnmente aceptado de COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), articulado en un proceso integrado a través de cinco componentes:

1. El **entorno de control de la entidad** es el factor que sirve de base para el resto de componentes; es la conciencia de control que existe en una organización. El objetivo perseguido mediante este componente es establecer y promover una actitud colectiva para la consecución de un control interno efectivo sobre los procesos de la organización.

2. La **evaluación de riesgos** apunta a la necesidad de evaluar todos los riesgos propios de la actividad de la compañía y consiste en la identificación y el análisis de factores que podrían afectar a la consecución de sus objetivos estratégicos y, en base a dicho análisis, diseñar actividades de control para mitigarlos y determinar la forma en la que los riesgos deben ser gestionados.

3. Las **actividades de control** hacen referencia a las políticas y procedimientos diseñados para mitigar los riesgos identificados y deben existir en todas las funciones y niveles de la compañía y estar enfocadas a la prevención y detección de errores y de situaciones de fraude.

4. La **información y comunicación**, se enfoca en la necesidad de identificar, recoger y comunicar la información relevante de un modo y en un plazo tal que permitan a cada una de las partes de la organización asumir sus responsabilidades. La Dirección debe transmitir un mensaje claro a todo el personal sobre la importancia de las responsabilidades de cada uno en materia de control.

5. La **supervisión del funcionamiento del sistema**, por cuanto resulta necesario evaluar la calidad de su rendimiento, su adecuado diseño, adaptación, implantación y eficacia. El objetivo perseguido mediante la observación de este

componente es concluir sobre la efectividad, detectando y corrigiendo las deficiencias identificadas en el sistema de control interno.

Como parte de este modelo de control interno, el Grupo tiene implementado un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera ("**SCIIF**"), alineado con las mejores prácticas en materia de control interno sobre la información financiera, que responde y da cumplimiento a los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible y demás normativa

Adicionalmente, el SCIIF del Grupo ha permitido, desde su implantación, dar respuesta a los requerimientos establecidos en la normativa de los Estados Unidos durante el periodo en el que Repsol YPF estuvo registrada en la *U.S. Securities and Exchange Commission* ("**SEC**"), en particular la Ley *Sarbanes-Oxley* de acuerdo con las pautas desarrolladas por la propia SEC y el *Public Company Accounting Oversight Board* ("**PCAOB**"). Dicha normativa, exige, entre otras cuestiones, una opinión del Auditor Externo sobre la efectividad del SCIIF, habiendo sido ésta siempre favorable.

En la actualidad, la filial argentina, YPF, S.A., sigue registrada en la SEC y, por tanto, permanece sujeta a los requerimientos establecidos en la normativa estadounidense en materia de control interno sobre la información financiera.

6.2. Entorno de control de la entidad

El ambiente de control marca las pautas de comportamiento del Grupo y tiene una influencia directa en el nivel de concienciación del personal respecto al control. Constituye la base de todos los demás elementos de control interno, aportando disciplina y estructura.

El ambiente de control incluye los siguientes elementos, tangibles e intangibles:

- Integridad y valores éticos.
- Compromiso hacia la competencia en las unidades organizativas.
- Estructura organizativa y gobernabilidad.
- Filosofía y estilo de operación de la dirección.
- Asignación de autoridad y responsabilidades.
- Políticas y prácticas de Recursos Humanos.

Los Órganos de Gobierno y la Dirección influyen muy notablemente en el ambiente de control mediante el establecimiento de normas, un código de ética y unos patrones de conducta, a través de sus acciones y comportamiento, así como comunicando de forma efectiva las políticas y procedimientos escritos.

El SCIIF está totalmente integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, que se

encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo y entre los que destacamos los siguientes:

***6.2.1. Consejo de Administración*:**

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol YPF es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidados. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos, procurando que no haya lugar a reservas ni salvedades del Auditor Externo. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, la elaboración de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Compañía en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los Auditores de esta última, respetando siempre la independencia de los mismos.

Conforme a lo previsto en el artículo 31 de los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol YPF está integrado, a 31 de diciembre de 2011, por quince miembros, de los cuales dos tienen la condición de Consejeros Ejecutivos, cinco de Consejeros Externos Dominicales y los restantes ocho son Consejeros Externos Independientes.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno las Comisiones que se indican a continuación, con poderes de decisión, en el caso de la Comisión Delegada, o con funciones de supervisión, informe, asesoramiento y propuesta, en el resto de Comisiones:

a) La ***Comisión de Auditoría y Control*** de Repsol YPF, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información

económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

De acuerdo con el citado Reglamento, entre las funciones que le corresponden a la Comisión de Auditoría y Control relacionadas con el proceso de elaboración de la información económico-financiera, se encuentran las siguientes:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación, así como la integridad de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y el Grupo, los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.

- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección General Económico Financiera y Empresas Participadas, así como con la opinión o recomendaciones del Auditor de Cuentas.

- Cuidar de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente Ejecutivo y por el Director General Económico Financiero y Empresas Participadas en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.

- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.

- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene establecidos los procedimientos, mecanismos y controles adecuados para la recepción, tratamiento y seguimiento de las comunicaciones recibidas por medio del canal de comunicación a la Comisión de Auditoría y Control a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables.

El Consejo designa los miembros de esta Comisión para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejeros o cuando así lo acuerde el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejerce por un período máximo de cuatro años, al término del cual no se podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

b) La ***Comisión Delegada*** de Repsol YPF tiene delegadas, conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, con carácter permanente, todas las facultades del Consejo de Administración excepto las indelegables de acuerdo con la Ley, los Estatutos Sociales y el mencionado Reglamento.

La Comisión Delegada se encuentra formada por el Presidente del Consejo de Administración y siete Consejeros más, pertenecientes a los tres grupos de Consejeros (Ejecutivos, Dominicales e Independientes), manteniendo una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración.

c) La ***Comisión de Nombramientos y Retribuciones*** de Repsol YPF, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, tiene atribuidas, conforme lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, funciones relacionadas con los nombramientos y retribuciones tanto de los Consejeros como de los Altos Directivos de la Compañía

Igualmente, le corresponde informar al Consejo de Administración en los supuestos relativos a las obligaciones de no competencia, uso de información y activos sociales, oportunidades de negocios y operaciones vinculadas así como sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo.

Finalmente, se encarga también de revisar el Informe Anual de Gobierno Corporativo previamente a su aprobación por el Consejo de Administración a efectos de verificar el carácter atribuido a cada Consejero (Ejecutivo, Dominical, Independiente o Externo).

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos, de los cuales tres tienen la condición de Independientes y los otros dos de Dominicales. Todos ellos cuentan con conocimientos, aptitudes y experiencia acordes con los cometidos de la Comisión.

d) La ***Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa*** de Repsol YPF se constituyó el 25 de septiembre de 2002. Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, le corresponden, entre otras, las funciones que se indican a continuación:

- Informar al Consejo y/o a su Comisión Delegada sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico del Grupo así como aquellas decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo.

- Informar sobre las inversiones y desinversiones en activos que por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de una revisión previa de la Comisión.

- Conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre las mismas, así como, revisar e informar previamente a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos, de los cuales dos tienen la condición de Independientes y los otros cuatro de Dominicales. Todos ellos cuentan con conocimientos, aptitudes y experiencia acordes con los cometidos de la Comisión.

6.2.2. Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia de Repsol YPF se creó el 29 de enero de 2003 y conforme a lo previsto en su Reglamento, tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente su situación financiera así como el resultado de sus operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Empresas Participadas.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (1) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (2) dicha información es recopilada y comunicada a la Alta Dirección, incluyendo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Empresas Participadas, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.

- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por el Director Corporativo Económico Fiscal que actúa como Presidente, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos que actúa como Secretario, el Director de Medios de Comunicación, el Director de Estrategia, el Director de Auditoría y Control, el Director Económico Administrativo, el Director de Relaciones con Inversores, el Director de Asuntos de Gobierno Corporativo, el Director de Control de Reservas, el Director de Control de Gestión, un representante de la Dirección General de Personas y Organización, un representante de la Dirección General de

Upstream, un representante de la Dirección General de Downstream y un representante de la Dirección General de YPF.

6.2.3. La Dirección de Auditoría y Control:

Depende de la Secretaría General y del Consejo de Administración y es la encargada de evaluar la razonabilidad del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y gestión de riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando todos los procesos que garanticen que:

- Los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente, con especial relevancia los riesgos relativos a la información financiera.

- Las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.

- Las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes y regulaciones aplicables y con las políticas, normas o procedimientos internos vigentes establecidos en el Grupo, evaluando la suficiencia de los mismos y asegurando su cumplimiento.

- Los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.

- La información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora de forma adecuada.

Asimismo, supervisa la evaluación del diseño y del funcionamiento del SCIIF del Grupo informando a la Comisión de Auditoría y Control de los resultados de la misma.

6.2.4. Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "dueños de los controles":

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "dueños de los controles" son las responsables de asegurar la vigencia, ejecución y funcionamiento de los controles, así como el adecuado diseño de los procesos asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

a) La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero correspondiente y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección de Auditoría y Control, como resultado de su proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.

b) La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, del asesoramiento de carácter tributario, del seguimiento, de la evaluación e implantación de los cambios normativos, de la identificación, control, seguimiento y evaluación de los riesgos fiscales, de la gestión de conflictos y controversias de naturaleza fiscal y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.

c) La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.

d) La Unidad que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio, garantizando la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito.

e) La Unidad que define el Plan Anual de Formación, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo y establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo.

f) La Unidad que asegura que las estimaciones de reservas probadas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas**.**

g) Las Unidades que proporcionan la adecuada asistencia jurídica al Grupo en cuestiones relacionadas con el gobierno corporativo y con las áreas de negocio o corporativas Dicha asistencia se lleva a cabo mediante: (i) el asesoramiento en Derecho con el fin de facilitar la necesaria base legal a las actuaciones y decisiones de las distintas áreas corporativas y de negocio; (ii) la seguridad jurídica preventiva con el fin de asegurar el cumplimiento normativo de forma que el Grupo actúe en todo momento con pleno respeto a los ordenamientos jurídicos y a la normativa interna aplicable; (iii) la defensa contenciosa; y (iv) la gestión jurídica y societaria.

6.2.5. Otras cuestiones sobre el entorno de control de la entidad:

Con el fin de definir las líneas de responsabilidad y autoridad con relación a la configuración de la estructura organizativa, se ha desarrollado un marco normativo interno que se encuentra formalmente aprobado y difundido a todo el Grupo a través de la red de comunicación interna y en el que se establecen los principios y criterios organizativos que velan por el adecuado dimensionamiento y distribución de tareas.

En esta línea, se ha desarrollado un cuerpo normativo específico en el que se identifican las unidades que intervienen en el proceso de elaboración de los estados financieros, así como las funciones y responsabilidades asignadas a las mismas.

Además de la normativa interna referida en los apartados anteriores como los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración o el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, el Grupo dispone también de una "***Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol YPF***", aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, y que es de aplicación a todos los empleados del Grupo. En dicha norma se desarrollan los valores éticos del Grupo (integridad, transparencia, responsabilidad y seguridad), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia de la información, tratamiento de la información reservada y confidencial y el adecuado reflejo de las transacciones en los registros financieros de la Compañía.

Como norma general, las nuevas incorporaciones al Grupo reciben un ejemplar de la Norma de Ética y Conducta y firman un acuse de recibo de la misma. Asimismo, se realizan periódicamente, entre los empleados, acciones de comunicación e información del marco ético aplicable.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol YPF, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Está accesible tanto a los empleados del Grupo como a terceros, a través de las redes internas y/o externas de comunicación, en concreto a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética, formalmente constituida el 4 de diciembre de 2006, vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol YPF, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director de Auditoria y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol YPF y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un "***Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores***", aprobado por el Consejo de Administración, e informado

favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la organización la difusión y el cumplimiento de sus preceptos.

Con relación a los programas de formación y actualización periódica para el personal existe un ***Plan de Formación***, formalmente aprobado, para apoyar e impulsar, a través de la formación y el aprendizaje, la consecución de los retos y objetivos del Grupo, mediante la gestión integral y homogénea de las necesidades de formación, la coordinación de su puesta en marcha y la evaluación de su impacto y resultados.

En esta línea, se ha desarrollado una normativa interna en la que se establecen las competencias y responsabilidades en materia de formación.

Aquellas unidades involucradas en la preparación y revisión de la información financiera así como en la evaluación del SCIIF, disponen de un Plan de Formación específico destinado a cubrir las necesidades formativas de los mismos para el correcto desempeño de sus funciones.

6.3. Evaluación de riesgos de la información financiera

El Grupo dispone de un mapa de riesgos estructurado en cinco grandes tipologías: estratégicos, operacionales, financieros, de entorno y regulatorios o de cumplimiento (el "**Mapa**"). Para cada riesgo, se dispone del detalle de las unidades participantes en su gestión, control y supervisión, los parámetros y controles existentes y la normativa aplicable.

El Mapa se actualiza anualmente por cada uno de los responsables de los distintos riesgos identificados, en un proceso que es coordinado por la Dirección de Auditoría y Control.

Dentro de los riesgos de cumplimiento, el Grupo ha identificado una tipología denominada riesgos contables y de reporte.

Para cubrir los principales riesgos con impacto significativo en la fiabilidad de la información financiera, se ha identificado un ***inventario de riesgos de reporte financiero*** basado en las siguientes categorías:

- Riesgos de entorno general.
- Riesgos de seguimiento de cambios regulatorios.

- Riesgos de transacciones de negocio.
- Riesgos de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Riesgos de elaboración de estados financieros.

Este documento es objeto de revisión anual y en el mismo se identifican, miden, evalúan y categorizan los riesgos de reporte financiero del Grupo.

La aprobación definitiva de las actualizaciones del inventario de riesgos de reporte financiero corresponde al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los Estados Financieros (individuales y consolidados), además de otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que impactan en la información financiera.

Por otra parte, el riesgo de fraude de reporte financiero está considerado como un elemento relevante a la hora de diseñar e implantar el SCIIF. En este sentido, se ha desarrollado un ***modelo de prevención de riesgos de fraude de reporte financiero*** recogido en el manual "Gestión de riesgos de fraude de reporte financiero" basado en el marco establecido por la AICPA (*American Institute of Certified Public Accountants*) en su documento "*Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit*", *Section 316* (*Standard Auditing Statement 99*) y por el *Public Company Accounting Oversight Board* (PCAOB) en su documento "*An Audit of Internal Control over Financial Reporting that it is Integrated with an Audit of Financial Statements*" (*Auditing Standard número 5*). En este modelo de prevención de riesgos de fraude de reporte financiero se identifican un número significativo de controles orientados a cubrir el riesgo de fraude de reporte financiero.

En esta línea, también se cuenta con un ***modelo de segregación de funciones*** con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de existencia de fraude en el proceso de reporte financiero y se han implantado en los sistemas de información alcanzados por el SCIIF unas matrices de incompatibilidades definidas para cada uno de los procesos relevantes, que le permiten monitorizar de forma continua y rutinaria los conflictos existentes y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecutan de acuerdo a los perfiles previamente definidos.

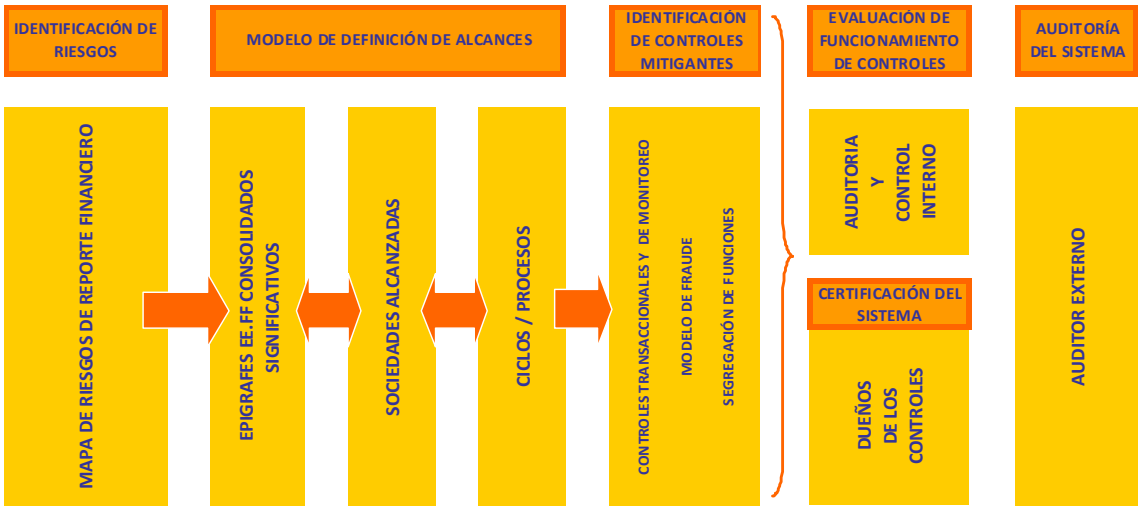
6.4. Actividades de control

Los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia se han descrito en el punto anterior denominado "Entorno de control de la entidad".

En el ***Manual de Control Interno sobre la Información Financiera,*** revisado anualmente y difundido a todo el Grupo, se describen la metodología y las principales características del SCIIF implantado.

El Grupo ha desarrollado unas aplicaciones corporativas a través de las cuales se da cobertura a los procesos de monitorización, evaluación de funcionamiento y certificación del SCIIF, que permiten mantener y actualizar el modelo de manera ágil y eficiente.

En líneas generales, el SCIIF se despliega en las siguientes fases:



En primer lugar, se define el ***alcance del modelo*** a partir de la identificación de los riesgos de reporte financiero y su asociación a epígrafes, sociedades y procesos relevantes de los Estados Financieros consolidados, teniendo en cuenta tanto criterios de índole cualitativa como de índole cuantitativa.

El alcance del SCIIF del Grupo no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol YPF a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2011, son las siguientes:

	(Millones de euros)	
	Sociedades integración proporcional	Total Grupo
Activos corrientes	8.275	20.329
Activos no corrientes	14.520	50.628
Pasivos corrientes	(4.395)	(17.104)
Pasivos no corrientes	(8.205)	(26.810)
Ingresos de explotación	9.890	63.732
Gastos de explotación	(7.836)	(58.927)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	1.095	2.193

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el Grupo participa a 31 de diciembre de 2011 se relacionan en la nota 25 de las Cuentas Anuales consolidadas.

El modelo del SCIIF está estructurado en ciclos y éstos se definen como el conjunto de flujos de transacciones para los que se sistematiza y documenta su operativa. Se identifican ciclos transaccionales de negocio (activos fijos, existencias, adquisiciones e ingresos) para las sociedades relevantes y ciclos transversales (nóminas y personal, gestión financiera, cobros y pagos, entorno informático, cobertura de riesgos y seguros, gestión medioambiental, gestión regulatoria y legal, gestión tributaria, reporte financiero, gestión de crédito de riesgo, estimación de reservas de hidrocarburos y *Entity and Company level*) que operan de forma idéntica para todas las sociedades alcanzadas.

Cada ciclo se compone de ***procesos*** a los que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de ***objetivos de control*** con el propósito de mitigar los riesgos asociados a los ***errores potenciales*** (validez, valoración, corte, integridad, registro, presentación) del proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles que cubrirán los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Controles implementados a nivel de proceso, utilizados por el Grupo para garantizar la consecución de los objetivos de control de cada proceso.

- Controles implementados a un nivel global para todo el Grupo, entre los que se encuentran los controles generales o globales que apuntan a los aspectos abordados en el punto "Entorno de control de la entidad" de este documento, los controles generales del ordenador, los controles sobre procesos cross a nivel del Grupo y los controles antifraude.

Considerando que los sistemas de información afectan a los flujos de transacciones del Grupo, se han identificado unos ***controles generales del ordenador*** que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones más relevantes para el reporte financiero.

Los controles generales del ordenador impactan directamente en la consecución de diversos objetivos de control y se consideran en la evaluación del SCIIF, agrupados en las siguientes áreas:

- Desarrollo de sistemas de información.
- Modificaciones a sistemas de información.
- Operaciones.
- Control de acceso a programas y datos.

Los controles sobre aplicaciones presentan las siguientes características.

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud, autoridad y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones.
- Aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información (inputs) son completas y precisas y las salidas (outputs) correctas.
- Con carácter general, están integrados en la propia lógica de los programas con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.

El alcance de los controles generales del ordenador está delimitado en primer lugar, por las aplicaciones alcanzadas en los ciclos transaccionales de negocio y ciclos transversales y, en segundo lugar, por aquellos elementos de infraestructura que dan servicio a estas aplicaciones, como pueden ser plataformas tecnológicas, servidores, bases de datos o centros de proceso de datos.

El Grupo cuenta con normativa interna relativa a sistemas de información, a través de la cual se establecen las pautas y principios generales de actuación para los diferentes procesos de esta área cubiertos a través de los controles generales de ordenador.

En relación a las actividades subcontratadas a terceros, se han identificado controles dentro de los procesos de reporte financiero que permiten otorgar una razonable cobertura a los riesgos de reporte financiero y a los objetivos de control asociados a las mismas. En lo que concierne a la Unidad de Control de Reservas, ésta contrata auditorías, con firmas externas, sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas dependientes del Grupo. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

Asimismo, se ha desarrollado una metodología orientada a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones relativa a la elaboración de información financiera, en concreto las relativas a las reservas de crudo y de gas natural, las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y los instrumentos financieros derivados.

Todos los controles del modelo son evaluados en su funcionamiento, en base a su valoración en términos de impacto en los Estados Financieros y de probabilidad de fallo de los mismos. Las pruebas de los controles constituyen una evidencia sobre la que soportar el informe sobre la efectividad del SCIIF que la Dirección del Grupo emite al cierre del ejercicio.

Por otro lado, se ha establecido un procedimiento interno en el que se establece la metodología de cálculo a seguir para la evaluación y la clasificación de las deficiencias

detectadas a lo largo del proceso de evaluación del SCIIF. Esta metodología contempla factores cuantitativos y cualitativos y ha sido desarrollada a partir del marco de referencia de evaluación de deficiencias de control interno de reporte financiero desplegado conjuntamente por las principales firmas de auditoría, empresas cotizadas y otras instituciones.

Al cierre del ejercicio, la Sociedad requiere a los dueños de los controles que integran el SCIIF, la emisión de un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una ***certificación anual*** y en cascada que concluye con la certificación del Presidente Ejecutivo y del Director General Económico Financiero y Empresas Participadas.

La documentación del SCIIF está constituida básicamente por los siguientes elementos: los flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF, las matrices de controles identificados en los mismos, los resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles y las certificaciones de la vigencia y efectividad de éstos por sus respectivos dueños.

6.5. Información y comunicación

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y parametrización centralizados que, junto con el Manual de Criterios Contables, permiten asegurar la homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de la memoria. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información económico financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales del ordenador.

En ese sentido, hay una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los Estados Financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información económico financiera.

El ***Manual de Criterios Contables*** establece las normas, políticas y criterios contables adoptadas por el Grupo. Dicho Manual se revisa y actualiza con periodicidad semestral y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. El Manual se encuentra difundido en toda la organización a través de su red interna de comunicación.

6.6. Supervisión del funcionamiento del sistema

Los procesos de revisión de la información financiera realizadas por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia se han descrito en el punto anterior denominado "Entorno de control de la entidad".

Adicionalmente a los mecanismos de supervisión mencionados, la ***Comisión de Auditoría y Control*** analiza y aprueba en su caso, la ***planificación anual de Auditoría interna,*** así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de la organización del negocio del Grupo.

La planificación anual de Auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, y para asegurar que permiten la identificación, gestión y /o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional del Grupo. Como se ha indicado anteriormente, la Comisión de Auditoría y Control debe conocer el grado de cumplimiento de las medidas correctoras recomendadas por la Dirección de Auditoría y Control derivadas de actuaciones previas, y se apoya en esta Dirección para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Dentro de la planificación anual de Auditoría interna, y en base a un plan de pruebas definido, la Dirección de Auditoría y Control despliega anualmente su ***estrategia de evaluación del diseño y efectividad del SCIIF.***

La Dirección de Auditoría y Control es responsable de comunicar a los dueños de los controles el resultado de las pruebas efectuadas sobre el diseño y el funcionamiento de la efectividad del SCIIF así como de cualquier debilidad detectada en el proceso de actualización y evaluación del sistema.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia y a la Comisión de Auditoría y Control sobre los resultados de la evaluación del SCIIF. Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control es informada de las deficiencias detectadas por la Dirección de Auditoría y Control en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

Tal y como se ha indicado en el apartado relativo al "Entorno de control de la entidad", la Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2011, no habiéndose detectado deficiencias significativas, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO.

6.7 Informe del Auditor Externo

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del SCIIF, en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2011. Se adjunta como Anexo el Informe emitido por el Auditor Externo referente a su evaluación sobre la citada efectividad del SCIIF.

* * *

Repsol YPF, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditor
Referido al Sistema de
Control Interno sobre la
Información Financiera

Deloitte

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A.:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) contenida en la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF" adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2011, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol YPF. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol YPF de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework.

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, uso o venta no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a períodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

La Dirección del Grupo Repsol YPF es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board´s (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

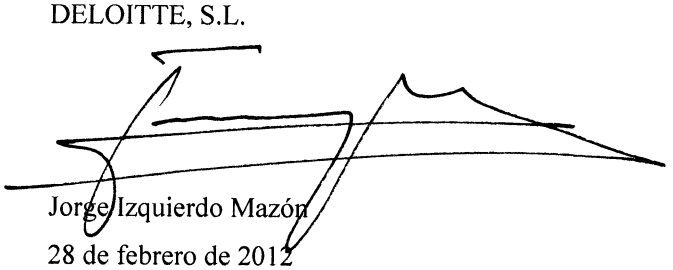
Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol YPF mantenía, al 31 de diciembre de 2011, en todos los aspectos significativos, un sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol YPF de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework. Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2011 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible y demás normativa vigente.

Tal y como se describe en la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF" adjunta, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo Repsol YPF no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol YPF a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2011, se detalla en el apartado 6.4 de la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF" adjunta. En consecuencia, nuestro trabajo no incluyó el examen de la efectividad del sistema de control interno sobre la generación de la información financiera de dichas sociedades incluida en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los administradores de Repsol YPF, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol YPF, y nuestro informe de fecha 28 de febrero de 2012 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.



Jorge Izquierdo Mazón

28 de febrero de 2012

D) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010.

Repsol YPF, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría

Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 e Informe de Gestión Consolidado

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
Repsol YPF, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2010, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la nota 3 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol YPF, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en la que al 31 de diciembre de 2010 el Grupo Repsol YPF participaba en un 30,129% y cuyos activos y resultado neto representan un 20,3% y un 7,7% respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas del Grupo Repsol YPF a dicha fecha. Las cuentas anuales consolidadas de la mencionada sociedad participada han sido auditadas por otro auditor y nuestra opinión expresada en este informe sobre las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes se basa, en lo relativo a estas sociedades participadas, únicamente en el informe de otros auditores.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2010 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol YPF, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol YPF, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. Nº S0692

Jorge Izquierdo Mazón
24 de febrero de 2011

Deloitte, S.L. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, tomo 13.650, sección 8ª, folio 188, hoja M-54414, inscripción 96ª. C.I.F.: B-79104469.
Domicilio social: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, 28020, Madrid.

CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL YPF (GRUPO CONSOLIDADO) CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	**31/12/2010**	**31/12/2009**
Inmovilizado Intangible:		7.453	6.818
a) Fondo de Comercio	5	4.617	4.733
b) Otro inmovilizado intangible	6	2.836	2.085
Inmovilizado material	7	33.585	31.900
Inversiones inmobiliarias	8	26	35
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10	585	531
Activos financieros no corrientes	12	1.789	1.732
Activos por impuesto diferido	24	1.993	2.021
Otros activos no corrientes	12	322	273
ACTIVO NO CORRIENTE		**45.753**	**43.310**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	11	340	746
Existencias	13	5.837	4.233
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		8.569	6.773
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	14	5.795	4.644
b) Otros deudores	14	2.405	1.909
c) Activos por impuesto corriente		369	220
Otros activos financieros corrientes	12	684	713
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	6.448	2.308
ACTIVO CORRIENTE		**21.878**	**14.773**
TOTAL ACTIVO		**67.631**	**58.083**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	**31/12/2010**	**31/12/2009**
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Resultados de ejercicios anteriores		13.309	12.619
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		4.693	1.559
Dividendo a cuenta		(641)	(519)
FONDOS PROPIOS	**15**	**25.257**	**21.555**
Activos financieros disponibles para la venta		6	2
Operaciones de cobertura		(131)	(120)
Diferencias de conversión		(992)	(1.486)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	15	**(1.117)**	**(1.604)**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	**15**	**24.140**	**19.951**
INTERESES MINORITARIOS	**15**	**1.846**	**1.440**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**25.986**	**21.391**
Subvenciones	16	110	124
Provisiones no corrientes	17	3.772	3.097
Pasivos financieros no corrientes:	19	14.940	15.411
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		14.805	15.268
b) Otros pasivos financieros		135	143
Pasivos por impuesto diferido	24	3.387	3.395
Otros pasivos no corrientes	22	3.663	2.672
PASIVO NO CORRIENTE		**25.872**	**24.699**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	11	153	185
Provisiones corrientes	17	404	282
Pasivos financieros corrientes:	19	4.362	3.499
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.224	3.433
b) Otros pasivos financieros		138	66
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		10.854	8.027
a) Proveedores	23	4.539	3.491
b) Otros acreedores	23	5.550	4.127
c) Pasivos por impuesto corriente	23	765	409
PASIVO CORRIENTE		**15.773**	**11.993**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**67.631**	**58.083**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

		Millones de euros	
		31/12/2010	**31/12/2009**
	Nota	**Importe**	**Importe**
Ventas		53.663	45.827
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.872	1.450
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		517	94
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		3.188	371
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	15	16
Otros ingresos de explotación		1.175	1.274
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	26	**60.430**	**49.032**
Aprovisionamientos		(36.184)	(31.433)
Gastos de personal		(2.411)	(2.087)
Otros gastos de explotación		(9.916)	(8.503)
Amortización del inmovilizado		(3.947)	(3.620)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(351)	(145)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	26	**(52.809)**	**(45.788)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**7.621**	**3.244**
Ingresos Financieros		159	173
Gastos financieros		(1.086)	(1.012)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(255)	192
Diferencias de cambio		173	148
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		1	31
RESULTADO FINANCIERO	27	**(1.008)**	**(468)**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS		**6.613**	**2.776**
Impuesto sobre Beneficios	24	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	10	76	86
Resultado procedente de operaciones continuadas		**4.947**	**1.732**
Resultado procedente de operaciones interrumpidas		**-**	**12**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		**4.947**	**1.744**
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(254)	(185)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**4.693**	**1.559**
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE			
Básico (euros)	15	3,84	1,29
Diluido (euros)		3,84	1,29

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2010 y 2009

	Millones de euros	
	31/12/2010	**31/12/2009**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	**4.947**	**1.744**
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	6	51
Por coberturas de flujos de efectivo	(73)	(12)
Diferencias de conversión	811	(427)
Por ganancias y perdidas actuariales y otros ajustes	(15)	14
Entidades valoradas por el método de la participación	(25)	4
Efecto impositivo	(96)	(157)
TOTAL	**608**	**(527)**
TRANFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(30)
Por coberturas de flujos de efectivo	93	44
Diferencias de conversión	(172)	(1)
Efecto impositivo	(25)	(7)
TOTAL	**(105)**	**6**
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	**5.450**	**1.223**
a) Atribuidos a la entidad dominante	5.128	1.032
b) Atribuidos a intereses minoritarios	322	191

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2008	**1.221**	**17.468**	**(241)**	**2.555**	**(1.169)**	**19.834**	**1.170**	**21.004**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**17.468**	**(241)**	**2.555**	**(1.169)**	**19.834**	**1.170**	**21.004**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**8**	**-**	**1.559**	**(535)**	**1.032**	**191**	**1.223**
Operaciones con socios o propietarios								
Distribución de dividendos	-	(1.153)	-	-	-	(1.153)	(208)	(1.361)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(11)	241	-	-	230	-	230
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	286	286
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	2.455	-	(2.555)	100	-	-	-
Otras variaciones	-	8	-	-		8	1	9
Saldo final al 31/12/2009	**1.221**	**18.775**	**-**	**1.559**	**(1.604)**	**19.951**	**1.440**	**21.391**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**18.775**	**-**	**1.559**	**(1.604)**	**19.951**	**1.440**	**21.391**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(8)**	**-**	**4.693**	**443**	**5.128**	**322**	**5.450**
Operaciones con socios o propietarios								
Distribución de dividendos	-	(1.160)	-	-	-	(1.160)	(225)	(1.385)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	180	-	-	44	224	312	536
Otras variaciones de patrimonio neto						-		-
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	1.559	-	(1.559)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(3)	-	-	-	(3)	(3)	(6)
Saldo final al 31/12/2010	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
En millones de euros

	Notas	31/12/2010	31/12/2009
Resultado antes de impuestos y participadas	**28**	**6.613**	**2.776**
Ajustes de resultado		**2.583**	**3.973**
Amortización del inmovilizado	**6 y 7**	3.947	3.620
Otros ajustes del resultado (netos)		(1.364)	353
Cambios en el capital corriente		**(1.693)**	**(590)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(1.861)**	**(1.394)**
Cobros de dividendos		72	86
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.627)	(1.168)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(306)	(312)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**5.642**	**4.765**
Pagos por inversiones:	**5-8 y 30**	**(5.106)**	**(9.003)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(41)	(4.463)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.858)	(4.348)
Otros activos financieros		(207)	(192)
Cobros por desinversiones:	**31**	**5.060**	**1.093**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		4.719	413
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		171	373
Otros activos financieros		170	307
Otros flujos de efectivo		**(27)**	**56**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión		**(73)**	**(7.854)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**15**	**-**	**230**
Enajenación		-	230
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**19**	**488**	**4.665**
Emisión		11.200	10.618
Devolución y amortización		(10.712)	(5.953)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**15**	**(806)**	**(1.935)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		**(1.141)**	**(455)**
Pagos de intereses		(962)	(776)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(179)	321
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación		**(1.459)**	**2.505**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		30	(30)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		4.140	(614)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**12**	**2.308**	**2.922**
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**12**	**6.448**	**2.308**

COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	**31/12/2010**	**31/12/2009**
(+) Caja y bancos	2.120	1.079
(+) Otros activos financieros	4.328	1.229
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	**6.448**	**2.308**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2010

INDICE

(1) INFORMACIÓN GENERAL 11

(2) MARCO REGULATORIO 12

(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES 24

3.1 Bases de presentación 24

3.2 Nuevos estándares emitidos 25

3.3 Políticas Contables 26

3.3.1) Principios de consolidación 26

3.3.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes 28

3.3.3) Compensación de saldos y transacciones 28

3.3.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera 29

3.3.5) Fondo de comercio 29

3.3.6) Otro inmovilizado intangible 29

3.3.7) Inmovilizado material 32

3.3.8) Inversiones inmobiliarias 35

3.3.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas 35

3.3.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio 36

3.3.11) Activos financieros corrientes y no corrientes 37

3.3.12) Existencias 39

3.3.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes 39

3.3.14) Beneficio por acción 39

3.3.15) Pasivos financieros 40

3.3.16) Provisiones 40

3.3.17) Pensiones y obligaciones similares 40

3.3.18) Subvenciones 41

3.3.19) Ingresos diferidos 42

3.3.20) Arrendamientos 42

3.3.21) Impuesto sobre beneficios 43

3.3.22) Reconocimiento de ingresos y gastos 44

3.3.23) Operaciones con derivados financieros 44

3.3.24) Metodología para la estimación del valor recuperable 46

(4) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES 47
(5) FONDO DE COMERCIO 48
(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE 50
(7) INMOVILIZADO MATERIAL 52
(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS 54
(9) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS 55
(10) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 55
(11) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS 57
(12) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES 60
(13) EXISTENCIAS 64
(14) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR 65
(15) PATRIMONIO NETO 66
(16) SUBVENCIONES 70
(17) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES 70
(18) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL 72
(19) PASIVOS FINANCIEROS 76
(20) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL 81
20.1) Gestión de riesgos financieros 81
20.2) Gestión del capital 86
(21) OPERACIONES CON DERIVADOS 87
21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos 89
21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo 91
21.3) Coberturas de Inversión Neta 92
21.4) Otras operaciones con derivados 93
(22) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES 98
22.1) Deudas por arrendamiento financiero 98
22.2) Fianzas y depósitos 99
(23) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR 99
(24) SITUACIÓN FISCAL 100
(25) NEGOCIOS CONJUNTOS 104
(26) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN 105
(27) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS 108
(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION 109
(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS 109
(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN 112

(31) DESINVERSIONES 116

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS 121

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO 124

(34) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS 128

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE 144

35.1) ***Activos Ambientales*** 145

35.2) ***Provisiones Ambientales*** 146

35.3) ***Gastos Ambientales*** 146

35.4) ***Actuaciones futuras*** 147

35.5) ***Emisiones de CO_2*** 149

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES 150

(37) HECHOS POSTERIORES 150

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante "Repsol YPF", "Grupo Repsol YPF" o "Grupo") configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol YPF realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas Anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en Madrid en el Paseo de la Castellana, 278, donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100.

Repsol YPF, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y al resto de la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia), y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, las acciones de Repsol YPF, S.A., en forma de *American Depositary Shares (ADSs)*, cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la Compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de sus ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

Estas Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 23 de febrero de 2011, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 30 de abril de 2010.

(2) MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol YPF S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluidos los consumidores.

El Real Decreto Ley 4/2006 aumentó las funciones de la Comisión Nacional de Energía, siendo necesaria la obtención de autorización administrativa previa en relación con determinadas adquisiciones o inversiones en compañías que realizan actividades reguladas o actividades que, si bien no están reguladas en sentido estricto están sujetas a control por parte de las autoridades administrativas. Sin embargo, el 28 de julio de 2008, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas declaró que la obtención de la autorización administrativa antes citada (respecto de adquisiciones realizadas por parte de Compañías comunitarias) es contraria a los artículos 43 y 56 de la CE.

Dentro de la regulación del sector, son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales, sino la de los operadores dominantes en cada mercado o sector.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda.

Por su parte se entiende por operador principal cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas de los mercados o sectores siguientes: (i) generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) (ii) producción y distribución de carburantes (iii) producción y suministro de gases licuados del petróleo (iv) producción y suministro de gas natural (v) telefonía portátil y (vi) telefonía fija,

Tener la condición de operador dominante sólo supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico y, en particular, relacionadas con la emisión de energía primaria, la importación de energía eléctrica para el MIBEL y la actuación como agente representante del régimen especial en el mercado.

Sin embargo, la definición de operador principal es importante. Así, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, tras la modificación introducida por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran la condición de operadores principales o la presencia en sus consejos de administración, en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o mas sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar ni directa ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, ("*golden share* energética"), norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de G.L.P. y de comercializador al por menor de G.L.P. a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece también la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A fecha del presente informe anual, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

Mediante la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre el Gobierno español actualizó el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, del GLP envasado, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos del GLP como carburante modificando la formula de determinación automática del precio máximo señalado por la normativa anterior, con la justificación de proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales. En concreto, las alteraciones introducidas en la citada Orden consisten en introducir en la fórmula dos nuevos conceptos: i) de una parte un factor de ponderación del 0,25, que significa que las variaciones de precio solo incorporarán el 25% del incremento o decremento de los precios internacionales de referencia, ii) y de otra un umbral (del 2 %) a partir del cual se produce la revisión de modo que el incremento o disminución de los precios solo se llevará a cabo si los precios internacionales suben o bajan traspasando dicho umbral.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55 incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. La metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso ha sido establecida por la Orden ITC/1506/2010.

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica - por medio de

sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado .

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70% del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). Dicha obligación para los operadores al por mayor ascendía en el ejercicio 2009 a 90 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores y en el ejercicio 2010 a 92 días. De éstas, tanto en 2009 como en 2010, Repsol YPF debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto hasta cumplir con la obligación fijada son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad. El cumplimiento de la obligación exigida implica la comunicación oportuna del mantenimiento del nivel de stock requerido en los plazos establecidos y las sociedades obligadas pueden operar con las existencias mantenidas a este fin, siempre que su nivel de existencias sea como mínimo el exigido.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea y por sus disposiciones de desarrollo, entre las que destaca, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. La LSE fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Por su parte el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, modifica la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las actividades del sector eléctrico en España, pueden clasificarse en (i) actividades reguladas: el transporte y la distribución eléctrica; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa. En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias. Las instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 50 MW y pertenezcan a las categorías señaladas en la LSE por tratarse de instalaciones de cogeneración o disponer de una fuente de energía primaria renovable se considerarán instalaciones del Régimen Especial. Estas instalaciones podrán optar por vender la energía a la empresa distribuidora propietaria de la red a la que se conecta al precio establecido de la tarifa de forma regulada, o vender la energía libremente al mercado a través del sistema gestionado por el operador del mercado al precio resultante del mercado organizado complementado, en su caso, por un incentivo y/o una prima.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. En el marco de los grupos de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del “bono social” (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores).

En España el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

Disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2010 que no afectan concretamente al sector de hidrocarburos o al sector eléctrico

La Ley Orgánica 5/2010, de 22 de junio, ha venido a introducir en el Código Penal español, siguiendo numerosos instrumentos jurídicos internacionales, la responsabilidad penal de las personas jurídicas. A partir de su entrada en vigor, el 23 de diciembre de 2010, las sociedades pueden ser sujetos penalmente responsables de los delitos cometidos en nombre o por cuenta de las mismas, y en su provecho, por sus representantes legales o administradores de hecho o de derecho.

Entre la lista de delitos de los que pueden ser responsables las personas jurídicas se encuentran la corrupción en el sector privado, la corrupción en las transacciones internacionales, el blanqueo de capitales, los ataques a sistemas informáticos, los delitos contra los recursos naturales o el medio ambiente, y otros delitos más.

La Ley 12/2010 por la que se modifica la Ley de Auditoría de Cuentas, la Ley del Mercado de Valores y la Ley de Sociedades Anónimas y que incluye diversas modificaciones que afectan entre otros, al Comité de Auditoría de entidades de valores admitidos a negociación en mercados secundarios oficiales, requiriendo que, al menos, uno de sus miembros sea independiente y sea designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría y, entre otras funciones, la emisión por este Comité de un informe anual sobre la independencia del auditor externo.

Por su parte, el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, ha aprobado el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital. Este texto ha entrado en vigor el 1 de septiembre de 2010 e incorpora el contenido de las disposiciones que regulaban las sociedades anónimas, las sociedades de responsabilidad limitada, la sociedad en comandita por acciones y los preceptos, con alguna excepción, de la Ley de Mercado de Valores dedicados a las sociedades cotizadas. En relación con las sociedades anónimas cotizadas, incorpora en su artículo 515, a partir del 1 de julio de 2011, la nulidad de las cláusulas estatutarias que directa o indirectamente fijen con carácter general el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista o sociedades pertenecientes a un mismo grupo.

Argentina

Exploración y Producción

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley Nº 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”). El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias de dicha ley. El marco regulatorio de esta ley fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, S.A., era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley Nº 24.145 (en adelante "Ley de Privatización de YPF") reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración, 50 concesiones de explotación y otras concesiones de transporte. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, la Ley No. 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima ("ENARSA"). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Esta ley otorgó a ENARSA todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto Nº 546/2003, ley Nº 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos.

En octubre de 2006 mediante la Ley Nº 26.154 se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional Nº 2014/2008, se creó el programa "Petróleo Plus" destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales.

Gas Natural

En junio de 1992 se promulgó la Ley del Gas Natural que dispuso la privatización de la sociedad Gas del Estado Sociedad del Estado y estableció el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural y la desregulación del precio del gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto ("open access"), bajo el cual productores como YPF, tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de

transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

En Argentina se han construido gasoductos transfronterizos para facilitar a los productores la exportación de gas natural, si bien durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen la exportación de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. Nº 27/04 y la Resolución 265/04, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución 659/04, que establece un Programa de Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución 752/05 por la que se crea un mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Mediante la Resolución SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se creó el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" con el objetivo de incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, la producción de gas no convencional (“tight gas”), etcétera. El gas natural producido bajo este programa no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (descrito en el apartado *Regulación del mercado* más adelante).

Refino y transporte

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía.

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa “Refino Plus” destinado a fomentar la producción de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación.

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados tras la presentación de las correspondientes ofertas competitivas. Los gobiernos provinciales disponen de las mismas facultades otorgadas a través de la Ley 26.197. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el trasporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de estas concesiones de transporte puede ser prorrogado por un periodo adicional de 10 años.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La Ley Nº 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2011.

Regulación del Mercado

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los

mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante los períodos en los que éste encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si se restringe la exportación de combustible crudo y de productos o la libre disponibilidad de gas natural, los decretos de desregulación del petróleo establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio, en el caso de petróleo crudo y productos, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar, y, en el caso del gas natural, no inferior al 35 por ciento del precio internacional del metro cúbico del crudo de referencia *Arabian Light Oil*.

Son numerosas las disposiciones promulgadas en este campo que afectan a los distintos mercados, como por ejemplo, la Resolución SE 1102/04 referente a la creación de un registro de puntos de suministro de combustibles e hidrocarburos; o la Resolución SE 1104/04 que regula la creación de un módulo de información de precio de venta mayorista; el Decreto 652/02 que aprueba un convenio de estabilidad de suministro de gasoil y, en general, otras normas de muy distinto alcance.

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles reestableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

La Resolución 394/07 de 16 de noviembre incrementó los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. El nuevo régimen establece que en los casos en los que el precio de exportación se sitúe por encima del precio de referencia, que ha sido fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tiene derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia será retenido por el gobierno argentino como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se sitúe por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicará un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijará en el plazo de 90 días. Este mismo procedimiento se aplicará a las exportaciones de otros productos petrolíferos y lubricantes utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

El 14 de junio de 2007 la Resolución Nº 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 (“Acuerdo 2007-2011”). YPF firmó el acuerdo.

El Programa Energía Total (“PET”) fue creado mediante resolución 459/07 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios con la finalidad de mitigar la escasez de gas y electricidad, alentando a los usuarios industriales a sustituir el gas natural y la electricidad con gasoil, fuel oil y GLP. Posteriormente se han aprobado a través de nuevas resoluciones y disposiciones los planes generales de provisión de combustibles gaseosos y de provisión de combustibles líquidos para la aplicación del PET.

El 2 de febrero de 2011, la Secretaría Argentina de Comercio Interior emitió la

Resolución N º 13/2011 que indica que el precio del comercio de combustibles líquidos debe retrotraerse a los precios vigentes el 28 de enero de 2011. Además, de acuerdo con la resolución, las refinerías y las compañías petroleras deberán proveer al mercado interno ciertas cantidades de combustibles sobre la base de las cantidades suministradas el año anterior, ajustado por la correlación positiva entre el aumento de la demanda de combustible y el producto bruto interno.

Venezuela

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos Convenios Operativos a Empresas Mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) aprobó la constitución de la Empresa Mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de la Corporación Venezuela del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó el otorgamiento directo de la Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA GAS, S.A.. En Marzo de 2007 se otorgó dicha Licencia de Gas.

El 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta. Este derecho ha sido finalmente transferido por el Ejecutivo Nacional mediante el Decreto Presidencial N° 7.121, publicado el 15 de diciembre de 2009. El 10 de febrero de 2010 se celebró la Asamblea Extraordinaria de Accionistas incorporando el área Barúa-Motatán dentro de la Empresa Mixta. Por otra parte, en ese mismo día se firmó la Enmienda al Contrato para la Conversión a Empresa Mixta y documentos relacionados, (i) incorporando el Área Geográfica Barúa-Motatán dentro de Petroquiriquire, S.A., y (ii) autorizando la modificación de los Estatutos Sociales de la Empresa Mixta y del Contrato de Compraventa de Hidrocarburos.

El 10 del febrero de 2010 el MENPET, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol (11%), Petronas (11%), OVL (11%) e Indoil (7%), para un 40% de participación accionaria, y de CVP del 60%. El 7 de Mayo de 2010 se publicó en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela el Decreto de Creación de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. y la Resolución del MENPET mediante la cual se delimita su área geográfica. El 12 Mayo de 2010 se firmó el Contrato para la Constitución y Administración de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. El 25 de Junio de 2010 se constituyó la Empresa Mixta en el Registro Mercantil. El 29 de Julio de 2010 se ha publicado en Gaceta Oficial el Decreto de Transferencia a la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. (ver nota 30).

Bolivia

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley Nº 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, se firmó un Acuerdo de Accionistas que establece entre otras disposiciones: (a) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) el Acuerdo dispone ciertas "Resoluciones Consensuadas" a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol e YPFB.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales el periodo de operación conjunta ha concluido, por lo que será de aplicación la cláusula de "Designación de Personal Ejecutivo", que establece que Repsol como accionista minoritario tiene el derecho de proponer a las personas que serán designadas por el Directorio para ocupar ciertas posiciones.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

En cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB para las distintas áreas en las que opera, así como los Procedimientos de Pago, que reglamentan la forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en los Contratos de Operación.

Respecto a los Contratos de Operación, durante el año 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que: (i) establecen las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los Costos Recuperables establecidos en los Contratos de Operación (ii) adecuan al marco establecido en los Contratos de Operación para la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación (iii) reglamentan los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

Finalmente, en lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se derogó la Resolución Ministerial 291/2009 del 29 de octubre de 2009 y se modificó la Resolución Ministerial 255/2006, estableciendo que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB será aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, siguiendo la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales continúa pendiente de realizar

la conciliación del cálculo de la Retribución del Titular con YPFB.

Nueva Constitución Política del Estado

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, establece que:

(i) Los hidrocarburos, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, (ii) por ser propiedad del pueblo boliviano, no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía, (iii) el Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (iv) la totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será del Estado (v) el Estado definirá la política de hidrocarburos y promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, garantizará la soberanía energética (vi) YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (vii) YPFB no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresamente, directa o indirectamente, autorizando a YPFB a suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios (viii) YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

El desarrollo normativo de la nueva Constitución a nuestro entender requerirá la aprobación de una serie de leyes y reglamentos.

Ecuador

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley Nº 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados “excedentes de precio del petróleo crudo”, es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo Nº 662, del 4 de octubre de 2007 incrementó la participación del Estado hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación (ver nota 34).

Repsol YPF Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un Contrato de Participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el Contrato de Participación terminaría anticipadamente en el plazo de un año si no se había negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituyera al Contrato de Participación.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales deben modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

El 23 de noviembre del 2010 se suscribió el contrato por el cual se acuerda la modificación del contrato anterior en un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana entre Repsol y el estado ecuatoriano.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el estado ecuatoriano. Actualmente se están gestionando los documentos necesarios para su constancia en el Registro de Hidrocarburos.

Por último señalar que, de conformidad con el artículo 408 de la Constitución Ecuatoriana, publicada el 20 de octubre de 2008, el Estado retiene una parte de los beneficios derivados de la comercialización de recursos hidrocarburíferos que no podrá ser inferior que la parte de beneficio retenida por la compañía productora.

Otros países

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas Anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2010. En este sentido, las Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones

resultan significativas se detallan en la nota 4 sobre estimaciones y juicios contables.

3.2 Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, que han entrado en vigor en 2010 y son de aplicación en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio:

- Revisión de la NIIF 3 *Combinaciones de negocios.*
- Modificación de la NIC 27 *Estados financieros consolidados y separados.*
- Modificación de la NIC 39 *Partidas que pueden calificarse como cubiertas.*
- Modificaciones de la NIIF 2 *Transacciones con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo del Grupo.*
- Mejoras de las *NIIF 2007–2009.*
- Revisión de la NIIF 1 *Adopción por primera vez de las NIIF*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exenciones adicionales para las entidades que adoptan por primera vez las NIIF*.
- Modificación de la NIIF 5, que incorpora los cambios introducidos por las Mejoras de las *NIIF 2006-2008.*
- CINIIF 12 *Acuerdos de concesión de servicios.*
- CINIIF 17 *Distribución, a los propietarios, de activos distintos al efectivo*.

La NIIF 3 *Combinaciones de negocios,* incorpora cambios significativos, fundamentalmente en cuanto al tratamiento de los costes directamente atribuibles a la combinación, a la valoración de los intereses minoritarios y al registro contable de combinaciones de negocios efectuadas en etapas. La NIIF 3 aplica prospectivamente a combinaciones de negocios realizadas a partir del 1 de enero de 2010.

La NIC 27 *Estados financieros consolidados y separados*, introduce cambios significativos, relativos a los cambios de participación, haciendo una diferenciación entre los casos en los que se produce la pérdida de control, y aquellos en los que se retiene el mismo. Estas modificaciones afectan prospectivamente a las transacciones efectuadas a partir del 1 de enero de 2010.

Asimismo, la CINIIF 12 *Acuerdos de concesión de servicios* establece que las infraestructuras objeto de un acuerdo de concesión de servicios que cumpla las siguientes condiciones: a) el concedente controla los servicios que el concesionario debe prestar y b) el concedente controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo, no se reconocerán como inmovilizado material del concesionario, debiendo registrarse como un activo intangible o un activo financiero, dependiendo de las características del acuerdo.

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio. No obstante, como consecuencia de la primera aplicación del CINIIF 12 se han realizado reclasificaciones entre los distintos epígrafes del balance (ver nota 6).

B) A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado aún en vigor porque su fecha efectiva es posterior a la fecha de estas Cuentas Anuales consolidadas y el Grupo ha decido no aplicarlas

anticipadamente, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2011:

- Revisión de la NIC 24 *Información a revelar sobre partes relacionadas*.
- Modificaciones de la NIC 32 *Clasificación de las emisiones de derechos*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exención limitada del requisito de revelar información comparativa conforme a la NIIF 7, aplicable a las entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Mejoras de las *NIIF 2008-2010.*
- CINIIF 19 *Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio.*
- Modificaciones del CINIIF 14 *Pagos anticipados cuando existe la obligación de mantener un requerimiento mínimo de financiación.*

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas se está evaluando el impacto en el Grupo por la aplicación de las anteriores interpretaciones y modificaciones de normas.

C) A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.(1)
- Modificaciones de la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*

(1) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: *"Instrumentos financieros - reconocimiento y medición"*.

Ninguna de estas normas ha entrado en vigor a la fecha de presentación de estas Cuentas Anuales.

3.3 Políticas Contables

3.3.1) Principios de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las **sociedades dependientes**, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta

bajo la denominación de “Intereses minoritarios”, dentro del epígrafe de “Patrimonio Neto” de los Balances de Situación consolidados, y en “Resultado atribuido a intereses minoritarios”, dentro de las Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, respectivamente.

Los **negocios conjuntos** se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo Repsol YPF sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el Balance de Situación consolidado y en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las **sociedades asociadas** se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control o dominio efectivo, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado “Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en las cuentas de resultados consolidadas como “Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación”.

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2009 y 2010.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del

Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados con base en normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.3.4 de esta nota) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción. Por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado "Ajustes por cambios de valor", que se denomina "Diferencias de conversión".

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realizaría en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa.

En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de un sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, desde la entrada en vigor de la NIC 21 modificada el 1 de enero de 2010, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas en patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero. En cualquier otra disposición parcial de un negocio en el extranjero, se reclasifica a la cuenta de resultados la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto correspondientes al porcentaje de participación enajenado.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 han sido:

	31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar	1,34	1,33	1,44	1,39
Peso argentino	5,29	5,16	5,45	5,18
Real brasileño	2,23	2,33	2,51	2,77

3.3.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.3.3) Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

3.3.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a. Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol YPF.

b. Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.3.23 de esta nota).

3.3.5) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, esta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.3.10 de esta nota).

3.3.6) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos

en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a) Derechos de traspaso, superficie y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Asimismo, incluye también otros derechos de usufructo y superficie. Estos costes se amortizan linealmente en el período correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

b) Derechos de emisión

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención que se imputa a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO_2 correspondientes.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver apartado 3.3.10 de esta nota). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO_2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “Otros Gastos de explotación” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO_2 emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO_2 emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

   Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

   Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “Inversión en zonas con reservas” (ver nota 3.3.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.

iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, que se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un período entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

3.3.7) Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 3.3.20 de esta nota).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos,

minorado por su valor residual estimado, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje (1)	8-40
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-15
Tanques de almacenamiento	20-30
Líneas y redes.....	12-18
Infraestructura y distribución de gas	20-40
Elementos de transporte	5-30

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito ("*successful-efforts*"). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "Inversiones en zonas con reservas", asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.

ii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento del dominio minero no desarrollado y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.

iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "Otros costes de exploración" pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “Inversión en zonas con reservas”. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.

v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones correspondiente.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.

ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 Deterioro de Valor de Activos.

iii. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver apartado 3.3.10 de esta nota) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado" o, en su caso, "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado" de la cuenta de resultados (ver apartado 3.3.10 de esta nota y notas 7, 9 y 25).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.3.7.a) a 3.3.7c) de este epígrafe.

3.3.8) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.3.7.a) y 3.3.7.b) del apartado anterior).

3.3.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros

serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado “Activos no corrientes mantenidos para la venta”. En el pasivo del balance, bajo el epígrafe “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada “Resultado procedente de actividades interrumpidas”.

3.3.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver apartado 3.3.24 de esta nota), o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La identificación de las UGEs de un activo implica la realización de juicios profesionales.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado diferente para cada país y para cada negocio.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es

inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

3.3.11) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cuál las inversiones han sido adquiridas.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no

cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financia directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 3.3.23 de esta nota). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "préstamos y cuentas a cobrar" y las "inversiones mantenidas al vencimiento", serán valorados a sus valores razonables. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los "Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los "activos financieros disponibles para la venta", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del período.

Los "préstamos y cuentas a cobrar" y las "inversiones mantenidas al vencimiento", serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos.

El importe de la pérdida de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

Los activos financieros se valoran por su valor nominal siempre que el efecto de no actualizar los flujos sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso se continúa haciendo por su valor nominal.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

3.3.12) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El precio de coste, calculado como coste medio, incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” adquiridas para “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 13).

3.3.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

3.3.14) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver notas 15.1 y 15.4).

3.3.15) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acciones preferentes que se detallan en la nota 19 corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en el apartado 3.3.23 de esta nota.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

3.3.16) Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y

b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

La dotación de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros. No obstante lo anterior, siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación sea posible, se informa de los mismos (ver nota 34).

3.3.17) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural Fenosa (ver nota 18).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

i. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo “Gastos de Personal”.
ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.
iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe “Reservas” del Patrimonio Neto.

3.3.18) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa, correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

3.3.19) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO_2 recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.3.6 b) de esta nota).

3.3.20) Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades -no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios- a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante cargo en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe "Otros gastos de explotación" de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe "Otros ingresos de explotación" de la cuenta de resultados según se devengan.

3.3.21) Impuesto sobre beneficios

Repsol YPF registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 24).

En la línea "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficio, como las

dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

3.3.22) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Las transacciones entre empresas del Grupo y entre sus segmentos se realizan de acuerdo con las condiciones de mercado. Estas transacciones generan ingresos, gastos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

3.3.23) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y

comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas "commodities". Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés
- permutas financieras de tipo de interés
- contratos a plazo de tipo de cambio
- permutas sobre el precio de crudo y productos
- opciones sobre tipo de interés

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

a) Cobertura de valor razonable

   Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

   Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se registran en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuible al riesgo cubierto.

b) Cobertura de flujos de caja

   Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

   La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a

la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se darán de baja cuando se produzca una enajenación o disposición de la operación en el extranjero.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior. En lo relativo a los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la cuenta de resultados.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

3.3.24) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es en general el valor de uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando

previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, la inflación, los costes de personal y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados están basados en niveles de producción, precios de "commodities" y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costes de producción, tasas de declino de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en la comunidad financiera.

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión, incluyendo los necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir del coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Las tasas utilizadas en los ejercicios 2010 y 2009 para los distintos negocios se han situado en los siguientes rangos:

	2010	2009
E&P	7,7-19,7%	7,8% - 18,6%
R&M	4,2-15,7%	4,9% - 15,0%

(4) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de recuperación del

valor de los activos (ver nota 3.3.10 y 3.3.24) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 3.3.23).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 7 y 9).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Comission*). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y se aplicaron a los volúmenes de reservas calculados a 31 de diciembre de 2009. La aplicación de esta norma no tuvo efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo a dicha fecha.

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol YPF realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver nota 34).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

(5) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
YPF S.A.	1.802	1.671
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.146	2.156
Refap S.A. (1)	-	264
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Empresas Lipigas S.A.	94	80
EESS de Repsol Comercial P.P, S.A	95	96
Otras compañías	208	194
	4.617	**4.733**

(1) En diciembre de 2010 el Grupo ha vendido su participación en la refinería Alberto Pascualini Refap, S.A. (ver nota 31).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	4.733	3.055
Adquisiciones	6	1.788
Variaciones del perímetro de consolidación	(285)	(49)
Diferencias de conversión	189	10
Saneamientos	(10)	(16)
Reclasificaciones y otros movimientos	(16)	(55)
Saldo al cierre del ejercicio	4.617	4.733

En 2010 el epígrafe de variaciones del perímetro incluye la baja del fondo de comercio por importe de 291 millones de euros correspondientes a la sociedad Alberto Pascualini Refap, S.A., que ha sido vendida en el ejercicio (ver nota 31).

En 2009, el importe más significativo incluido en la línea “adquisiciones” correspondió a la compra de Unión Fenosa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A., que generó un fondo de comercio de 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Fondo de comercio bruto	4.643	4.749
Pérdidas de valor acumuladas	(26)	(16)
Fondo de comercio neto	4.617	4.733

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por segmentos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Upstream	85	78
Downstream	584	828
YPF	1.802	1.671
Upstream	1.230	1.141
Downstream	572	530
Gas Natural	2.146	2.156
TOTAL	4.617	4.733

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

	Millones de euros						
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera-miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones Informáticas	Otro inmovilizado	Total
COSTE							
Saldo a 1 de enero de 2009	676	210	178	315	402	586	2.367
Inversiones (1)	3	11	12	13	48	15	102
Retiros o bajas	(20)	(33)	(1)	(48)	(3)	(6)	(111)
Diferencias de conversión	(8)	(1)	-	-	-	26	17
Variación del perímetro de consolidación	(5)	-	-	67	21	937	1.020
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(7)	21	(12)	(89)	(5)	(16)	(108)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	639	208	177	258	463	1.542	3.287
Inversiones (1)	43	7	13	8	59	119	249
Retiros o bajas	(21)	(20)	(103)	(4)	(4)	(21)	(173)
Diferencias de conversión	18	3	-	-	7	63	91
Variación del perímetro de consolidación (3)	1	-	-	4	-	(28)	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)(4)	19	4	(5)	(11)	(14)	1.317	1.310
Saldo a 31 de diciembre de 2010	699	202	82	255	511	2.992	4.741
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS							
Saldo a 1 de enero de 2009	(253)	(162)	(138)	(86)	(241)	(260)	(1.139)
Amortizaciones	(24)	(23)	(6)	-	(61)	(39)	(153)
Retiros o bajas	7	26	-	14	2	1	50
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	-	-	(50)	-	-	(50)
Diferencias de conversión	4	1	-	-	-	(5)	-
Variación del perímetro de consolidación	(7)	-	-	(4)	3	1	(7)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	1	4	-	81	-	12	97
Saldo a 31 de diciembre de 2009	(272)	(154)	(144)	(45)	(297)	(290)	(1.202)
Amortizaciones	(31)	(16)	(9)	-	(67)	(116)	(239)
Retiros o bajas	17	15	104	-	3	15	154
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	-	-	5	-	-	4
Diferencias de conversión	(10)	(2)	-	-	(5)	(16)	(33)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	17	17
Reclasificaciones y otros movimientos (2)(4)	(46)	-	-	39	11	(610)	(606)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	(343)	(157)	(49)	(1)	(355)	(1.000)	(1.905)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009	367	54	33	213	166	1.252	2.085
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010	356	45	33	254	156	1.992	2.836

(1) Las inversiones en 2010 y 2009 proceden de la adquisición directa de activos.

(2) En el ejercicio 2010 la columna "Derechos de Emisión" incluye 211 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2010 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2009 por importe de 178 millones de euros. En el ejercicio 2009, la misma columna incluía 246 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2009 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2008 por importe de 214 millones de euros.

(3) Ver nota 30.

(4) La columna "Otro inmovilizado" incluye principalmente una reclasificación correspondiente a activos relacionados con concesiones de servicios por un importe neto de 463 millones de euros (989 millones de euros se han reclasificado en coste y 524 millones de euros en amortización acumulada) provenientes del epígrafe "Inmovilizado material" (519 millones de euros) y del epígrafe "subvenciones" (56 millones de euros).

El Epígrafe "Otro inmovilizado" incluye principalmente:

a) Contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios de Gas Natural con Unión Fenosa, por importe de 660 millones de euros en 2009 y 625 millones de euros en 2010.

b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio,

si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver nota 3.3.1) por importe de 626 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión de transporte de crudos, gas y derivados en Argentina obtenidos como consecuencia de la aplicación de la Ley de Privatización (ver nota 2), así como acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia y en las actividades de generación de electricidad en Costa Rica. Estos activos tienen plazos de vencimiento entre 11 y 35 años, que pueden ser prorrogados por períodos entre 10 y 30 años y a cuya finalización, las instalaciones asociadas revierten a los gobiernos correspondientes, sin que exista derecho de cobro alguno por parte de YPF y de Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2010 se han reconocido ingresos y costes incurridos en la fase de construcción por 21 millones de euros en los epígrafes "Ingresos de explotación" y "Gastos de explotación".

c) Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 282 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

d) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 242 y 244 millones de euros, a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 205 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver nota 3.3.6 c).

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.3.6 de la nota 3.

En 2010 en el inmovilizado intangible se incluyen 97 millones de activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero y que corresponden a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2010 y 2009 a 71 y 75 millones de euros, respectivamente.

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovlizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2009	2.143	19.462	29.612	1.848	1.439	1.659	3.384	59.547
Inversiones	12	261	1.099	583	4	55	2.232	4.246
Retiros o bajas	(27)	(372)	(11)	(19)	(8)	(27)	(384)	(848)
Diferencias de conversión	(35)	(70)	(1.043)	(72)	(21)	(15)	(5)	(1.261)
Variación del perímetro de consolidación	107	4.227	326	136	42	31	421	5.290
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	365	1.173	19	4	113	(23)	(1.714)	(63)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
Inversiones	24	246	1.537	486	15	120	2.181	4.609
Retiros o bajas	(17)	(118)	(3)	(2)	(6)	(75)	(23)	(244)
Diferencias de conversión	72	663	2.295	145	51	71	60	3.357
Variación del perímetro de consolidación	(39)	(661)	(146)	(272)	1	(11)	(124)	(1.252)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	168	557	378	(500)	394	21	(1.330)	(312)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2009	(700)	(11.808)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.146)	-	(33.453)
Amortizaciones	(48)	(1.144)	(1.886)	(249)	(55)	(85)	-	(3.467)
Retiros o bajas	22	335	9	11	8	20	-	405
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	-	16	150	-	-	-	-	166
Diferencias de conversión	8	66	673	28	15	8		798
Variación del perímetro de consolidación	(8)	29	(203)	(2)	1	1		(182)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	(2)	645	29	10	-	40	-	722
Saldo a 31 de diciembre de 2009	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	-	(35.011)
Amortizaciones	(67)	(1.190)	(2.042)	(263)	(67)	(79)	-	(3.708)
Retiros o bajas	9	91	3	-	5	67	-	175
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	(4)	(46)	(83)	(82)	-	(11)	-	(226)
Diferencias de conversión	(21)	(284)	(1.472)	(60)	(37)	(44)	-	(1.918)
Variación del perímetro de consolidación	9	273	61	99	-	4	-	446
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	2	123	191	118	351	(27)	-	758
Saldo a 31 de diciembre de 2010	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	-	(39.484)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009	1.837	12.820	10.624	1.248	919	518	3.934	31.900
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010 (4)	1.973	12.474	11.343	917	1.626	554	4.698	33.585

(1) En 2010 se incluye 177 millones de euros de reclasificaciones a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de la central de ciclo combinado de Plana del Vent y los activos de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables que se van a ceder a Enel Green Power, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. También en 2010 se han reclasificado a "Activos mantenidos para la venta" la participación en BBG (47 millones de euros). En 2009 incluía 676 millones de euros de reclasificaciones a activos no corrientes mantenidos para la venta de activos de distribución de gas en Cantabria, Murcia y Madrid, activos de generación eléctrica por ciclos combinados de México, así como activos en Colombia, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. En 2009 también incluye una disminución por importe de 71 millones de euros correspondientes al almacenamiento de gas de Gaviota (pertenecientes a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.) que se han reclasificado como Activos no corrientes mantenidos para la venta.

(2) El epígrafe reclasificaciones y otros movimientos, recoge una baja de 539 millones de euros correspondientes a los activos relacionados con concesiones de servicios que, de acuerdo CNIIF 12 deben registrarse como activo intangible (ver nota 6). Adicionalmente, en el citado epígrafe, en la columna "Elementos de transporte" se incluyen 856 millones de euros correspondientes al alta de los cuatro nuevos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22).

(3) Ver nota 9.

(4) A 31 de diciembre de 2010 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 381 millones de euros.

En 2010 las principales inversiones se realizaron en España (1.932 millones de euros), en Argentina (1.516 millones de euros), en Brasil (442 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (465 millones de euros), en Libia (83 millones de euros), en Estados Unidos (63 millones de euros) y en Canadá (49 millones de euros). En 2009 las principales inversiones se realizaron en Argentina (896 millones de euros), en Estados Unidos (265 millones de euros), en Brasil (211 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (226 millones de euros), en Libia (136 millones de euros), en Canadá (111 millones de euros) y en España (2.162 millones de euros).

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 790 y 4.698 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 763 y 3.934 millones de euros a 31 de diciembre de 2009, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe “Inmovilizado material” incluye elementos totalmente amortizados por importe de 11.533 y 10.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.3 de la nota 3. En 2010 y 2009, el coste medio de activación ha sido 3,76% y 4,52% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 143 y 122 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe “Inmovilizado material” se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 150 y 122 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2010 y 2054**.**

En los ejercicios 2010 y 2009 se incluyen 2.869 millones de euros y 2.024 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.561 millones de euros y 754 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.287 millones de euros y a 1.245 millones de euros 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente (ver nota 22).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol YPF asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2009	37	(6)	31
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	5	-	5
Saldo a 31 de diciembre de 2009	41	(6)	35
Retiros o bajas	(2)	1	(1)
Dotaciones de amortizacion y otros movimientos	2	(10)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	41	(15)	26

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2010 y 2009 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 99 y 90 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2010 y 2009 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

(9) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS

Repsol YPF realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.

Durante el ejercicio 2010 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 221 millones de euros.

En mayo de 2010 Repsol YPF comunicó formalmente a la National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su decisión de discontinuar su participación en el proyecto integrado de licuefacción de gas natural en Irán (Persian LNG). Como consecuencia de ello el Grupo ha provisionado los activos que tenía registrados por dicho proyecto por importe de 85 millones de euros, de los cuales 52 millones de euros correspondían a activos del segmento Upstream y 33 millones de euros a activos pertenecientes al segmento GNL.

Asimismo, durante el ejercicio 2010 se ha registrado una pérdida de valor por importe de 81 millones de euros correspondiente a activos de exploración en un área en Libia debido a incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

Adicionalmente en el ejercicio 2010 se ha provisionado el valor de varios activos correspondientes al negocio químico, por un importe de 14 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España.

Durante el ejercicio 2009 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes supuso una recuperación de valor neta de 74 millones de euros.

Dicha cifra incluía una pérdida de 50 millones de euros por depreciación del valor de los derechos de emisión (ver nota 35), cuyo efecto se vio compensado casi en su totalidad por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2009.

Asimismo, incluía una reversión de pérdidas de valor de los negocios en Argentina, registradas en ejercicios anteriores, por importe de 172 millones de euros. Esta reversión se originó por la reevaluación durante el ejercicio 2009 de la configuración de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) en las que se agrupaban los activos de upstream en Argentina. Hasta 2008 cada campo se consideraba una UGE individual. A partir de 2009, fundamentalmente como consecuencia de la evolución de ciertas condiciones económicas, operativas y comerciales en las que el Grupo desarrolla la actividad en dicho país, los citados activos se agruparon en cuatro UGEs que reflejan mejor la forma en que el Grupo toma las decisiones de gestión de dichos activos a partir de ese momento. Las referidas nuevas UGEs son las siguientes: una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas en función de las cuencas del país (Neuquina, Noroeste y Austral).

(10) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA

PARTICIPACIÓN

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Perú LNG Company Llc	193	217
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	19	29
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	45	44
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	50	41
Transierra, S.A.	24	20
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	37	25
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	44	41
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	30	23
Guará, B.V.	18	-
Otras sociedades puestas en equivalencia	125	91
	585	531

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades contabilizadas aplicando el método de participación del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	531	525
Adquisiciones (1)	2	11
Desinversiones	(23)	(1)
Variaciones del perímetro de consolidación (2)	(13)	128
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	76	86
Dividendos repartidos	(72)	(86)
Diferencias de conversión	43	1
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	41	(133)
Saldo al cierre del ejercicio	585	531

(1) Tanto en 2009 como en 2010 se incluye las aportaciones realizadas al capital de Enirepsa.

(2) En 2009 se corresponde básicamente a la incorporación del balance de Unión Fenosa en Gas Natural (131 millones de euros, importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) (ver nota 30).

(3) El movimiento de 2009 incluye la reclasificación de un 13% de participación de Gas Natural Fenosa en Indra Sistemas S.A., que fue vendida el 2 de julio de 2009, a activos no corrientes mantenidos para la venta (99 millones de euros); también incluye la reclasificación del 5% de participación restante en dicha sociedad (38 millones de euros) a activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12). Ambas cifras corresponden al importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2010 las desinversiones corresponden a la venta de un 5% de CLH a BBK y la venta de la participación de Gas Natural Fenosa en Gas de Aragón (ver nota 31).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2010 y 2009 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2010	2009
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	29	34
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	24	26
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	19	16
Unión Fenosa (1)	-	14
Otras sociedades puestas en equivalencia	4	(4)
	76	86

(1) Unión Fenosa durante el periodo marzo-abril de 2009 se registró por el método de la participación en el Grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 30).

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión, basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	**% Participación**
Ensafeca Holding Empresarial, S.L. (1)	18,52%
Sistemas Energético Mas Garullo (1)	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Guará, B.V.	15,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	10,50%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2010	2009
Total Activos ……	1.953	1.903
Total Patrimonio……	585	531
Ingresos……..	667	670
Resultado del periodo	76	86

(11) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS.

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2010	2009
Fondo comercio	20	27
Inmovilizado material y otros activos intangibles	280	562
Otros activos no corrientes	22	55
Activos corrientes	18	102
	340	746
Pasivos no corrientes	59	155
Pasivos corrientes	94	30
	153	185
	187	561

En febrero de 2010 se llevó a cabo la venta del 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a PDVSA, que a 31 de diciembre de 2009 se encontraban registrados en este epígrafe tras los acuerdos de compra-venta y cesión que se habían alcanzado en dicha fecha con PDVSA y PDVSA GAS, respectivamente. Como consecuencia de esta venta se dieron de baja 132 millones de euros.

El 8 de abril de 2010, Repsol YPF y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vendía a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 87 millones de euros. De esta cifra, 16 millones de euros están condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación. La operación se hará efectiva una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia, por lo que al 31 de diciembre de 2010, este activo se encuentra clasificado como activo no corriente mantenido para la venta. En 2010 se ha recibido un anticipo a cuenta de esta transacción por importe de 70 millones de euros, que figura en el epígrafe de desinversiones del estado de flujos de efectivo (ver nota 31).

En julio de 2010, Gas Natural Fenosa acordó con el Grupo Alpiq la venta de 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros (teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). Además Alpiq dispondrá de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400 MW durante un período de dos años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 59 millones de euros (teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa), importe que se corresponde con el valor de mercado de dicho derecho. Esta operación se enmarca en el cumplimiento de los compromisos adquiridos por Gas Natural Fenosa con la Comisión Nacional de la Competencia para la compra de Unión Fenosa y se encuentra sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes. Desde 30 de junio de 2010 los activos del grupo para el que se ha acordado su venta se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta.

En agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power han acordado finalizar la colaboración en energías renovables que hasta ahora mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), sociedad en la que cada uno es accionista con un 50%. Tras la operación acordada, cada uno de los accionistas recibirá aproximadamente la mitad de los activos de EUFER. La operación fue aprobada el 10 de noviembre de 2010 por las autoridades de competencia, estando aún pendiente la obtención de las

autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas. La parte de los activos y pasivos que figuran en el balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que serán cedidos a Enel Green Power se han considerado como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, que han sido vendidos en abril de 2010, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, dándose de baja activos y pasivos en este epígrafe por importe de 112 y 20 millones de euros, respectivamente, teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa (ver nota 31).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de Méjico con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río que han sido vendidas en junio de 2010, tras obtener la aprobación de las autoridades mejicanas, habiéndose dado de baja en este epígrafe activos y pasivos por importe de 397 y 125 millones de euros, respectivamente (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

Durante el primer semestre de 2009 se incluyeron en este epígrafe 99 millones correspondientes al 13% de participación en Indra Sistemas, sociedad en la que Unión Fenosa participaba en un 18%, al considerarse su venta altamente probable al 30 de junio de 2009. Esta venta se materializó con fecha 2 de julio. El 5% restante de la participación en esta sociedad fue clasificado como activo financiero disponible para la venta. Posteriormente, en abril de 2010, esta participación fue vendida por un importe total de 38 millones de euros, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa (ver notas 12 y 31).

Operaciones interrumpidas en 2009

En 2009 los activos y pasivos asociados de Energía Pacífico, S.A. (EPSA) en Colombia mantenidos a través de Gas Natural Fenosa se clasificaron como actividades interrumpidas, dado que se consideraban componentes que representaban una línea de negocio significativa (Generación de electricidad en Colombia) del segmento Gas Natural Fenosa (ver nota 31). El resto de los activos y pasivos asociados a los activos y grupos considerados como mantenidos para la venta no representaban una línea de negocio o área geográfica significativa de operaciones, por lo que no se consideraron actividades interrumpidas.

El desglose por naturalezas del epígrafe “Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas” en el ejercicio 2009 fue el siguiente:

	Millones de euros
Ingresos de explotación	56
Gastos de explotación	(31)
Resultado de explotación	**25**
Resultado financiero	-
Resultado por venta de activos	3
Resultado antes de impuestos	**28**
Impuesto sobre beneficios	(16)
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	12

En el ejercicio 2010 no se han registrado actividades interrumpidas.

(12) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Activos financieros no corrientes	1.789	1.732
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	2	-
Otros activos financieros corrientes	684	713
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	40	20
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	2.308
	8.963	4.773

(1) Recogidos en el epígrafe "Otros activos no corrientes".
(2) Recogidos en el epígrafe "Otros deudores"

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2010						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	150	-	-	-	150
Derivados	2	-	-	-	-	-	2
Otros activos financieros	-	64	-	1.509	66	-	1.639
Largo plazo / No corriente	**2**	**64**	**150**	**1.509**	**66**	**-**	**1.791**
Derivados	37	-	-	-	-	71	108
Otros activos financieros (1)	-	346	-	601	6.117	-	7.064
Corto plazo / Corrientes	**37**	**346**	**-**	**601**	**6.117**	**71**	**7.172**
TOTAL	**39**	**410**	**150**	**2.110**	**6.183**	**71**	**8.963**

	31 de diciembre de 2009						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	173	-	-	-	173
Derivados	-	-	-	-	-	86	86
Otros activos financieros	-	72	-	1.339	62	-	1.473
Largo plazo / No corriente	**-**	**72**	**173**	**1.339**	**62**	**86**	**1.732**
Derivados	25	-	-	-	-	137	162
Otros activos financieros (1)	-	226	-	503	2.150	-	2.879
Corto plazo / Corrientes	**25**	**226**	**-**	**503**	**2.150**	**137**	**3.041**
TOTAL	**25**	**298**	**173**	**1.842**	**2.212**	**223**	**4.773**

(1) En los epígrafes "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" del balance se incluyen 8.160 y 6.533 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, de cuentas a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		**Nivel 2**		**Nivel 3**		**Total**	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Activos financieros mantenidos para negociar	8	1	31	24	-	-	39	25
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	410	298	-	-	-	-	410	298
Activos financieros disponibles para la venta (1)	71	103	-	-	-	-	71	103
Derivados de cobertura	-	-	71	223	-	-	71	223
Total	489	402	102	247	-	-	591	649

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.
(1) No incluye 79 y 70 millones de euros en 2010 y 2009 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.3.11, Activos financieros corrientes y no corrientes).

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

12.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable.

12.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2010 y 2009 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

12.3) Activos financieros disponibles para la venta

Corresponden fundamentalmente a participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	173	881
Inversiones	1	240
Desinversiones	(39)	(87)
Ajustes a valor razonable	8	48
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	(951)
Reclasificaciones y otros movimientos	8	42
Saldo al cierre del ejercicio	150	173

Las inversiones en 2009 incluían 239 millones de euros correspondientes a los desembolsos por la compra de participaciones por Gas Natural en Unión Fenosa, teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa. Dicho importe fue traspasado como consecuencia de la consolidación de Unión Fenosa desde el 28 de febrero de 2009 (ver nota 30).

En el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa ha vendido el 5% de Indra por un importe de 38 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros. En el ejercicio 2009 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Enagás por un importe de 48 millones de euros, por lo que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros. Estas plusvalías se han registrado en el epígrafe resultado financiero, reduciendo por el mismo importe los ajustes por cambios de valor. Adicionalmente, en 2009 Gas Natural Fenosa vendió el 1% de Isagen S.A. E.S.P. por un importe de 20 millones de euros y el 1% de Red Eléctrica Corporación S.A. por importe de 11 millones de euros; ambas transacciones no generaron resultados. Las operaciones descritas anteriormente han sido realizadas por el grupo Gas Natural Fenosa y los importes citados corresponden a la participación en dicho grupo, excepto los porcentajes que se mencionan al 100%.

Los ajustes por valoraciones a valor razonable en 2010 corresponde fundamentalmente a la participación en West Siberian Resources (11 millones de euros) y en 2009 correspondía a la participación en West Siberian Resources (32 millones de euros), Enagás (-10 millones de euros) y Unión Fenosa (22 millones de euros).

12.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2010	2009	2010	2009
No corrientes	1.509	1.339	1.689	1.308
Corrientes	601	503	601	503
	2.110	1.842	2.290	1.811

Dentro de los activos financieros no corrientes se incluye el préstamo concedido a Petersen por importe de 940 y 813 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, (ver nota 31). Estos importes incluyen principal e intereses devengados a la fecha. El interés anual que devenga el préstamo es de un 8,12%. Las amortizaciones del principal tendrán lugar semestralmente a partir de mayo de 2013, momento en el que también serán cancelados los intereses devengados hasta esa fecha.

Adicionalmente, dentro de los activos financieros corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 324 y 345 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

En los activos financieros corrientes figuran 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 381 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 7,65% y 7,63% en 2010 y 2009.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2010	2009
2011	-	23
2012	38	23
2013	247	171
2014	75	64
2015	69	64
Años posteriores	1.080	994
	1.509	1.339

12.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2010	2009	2010	2009
Inversiones Financieras no corrientes …	66	62	66	62
Inversiones Financieras temporales……	4	26	4	26
Equivalentes de efectivo ……	3.993	1.045	3.993	1.045
Caja y Bancos ……	2.120	1.079	2.120	1.079
	6.183	2.212	6.183	2.212

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,22% y 1,51% en 2010 y 2009, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2010	2009
2011	-	16
2012	26	25
2013	14	-
2014	3	-
2015	3	-
Años posteriores	20	21
	66	62

(13) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

	Millones de euros		
		Provisión por	
A 31 de diciembre de 2010	Coste	depreciación	Neto
Crudo y Gas natural	2.323	-	2.323
Productos terminados y semiterminados	2.996	(12)	2.984
Materiales y otras existencias	552	(22)	530
	5.871	(34)	5.837
A 31 de diciembre de 2009			
Crudo y gas natural	1.425	-	1.425
Productos terminados y semiterminados	2.365	(8)	2.357
Materiales y otras existencias	473	(22)	451
	4.263	(30)	4.233

En los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado ingresos netos por importe de 4 y 209 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe "Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación" como consecuencia de la valoración de la existencias de productos terminados al menor entre su coste y su valor neto de realización.

Respecto a las materias primas en los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado gasto

neto por importe de 9 y 36 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe "Aprovisionamientos" como consecuencia de la valoración, al menor entre su coste su valor neto de realización.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe de existencias de crudo y productos terminados y semiterminados inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 242 y 175 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 6 millones de euros en 2010 y una pérdida de 2 millones de euros en 2009.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2010, como a 31 de diciembre de 2009 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(14) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.084	5.039
Provisión por insolvencias	(289)	(395)
Clientes por ventas y prestación de servicios	5.795	4.644
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.679	1.386
Deudores por operaciones con el personal	53	50
Administraciones públicas	633	453
Derivados por operaciones comerciales (1)	40	20
Otros deudores	2.405	1.909
Activos por impuesto corriente	369	220
Deudores comericales y otras cuentas a cobrar	8.569	6.773

(1) Este importe se incluye en los conceptos descritos en la nota 12.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio ……	395	330
Dotación/(reversión) pérdidas de valor ……	70	23
Variaciones de perímetro de consolidación ……	-	86
Diferencias de conversión ……	22	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos ……	(198)	(42)
Saldo al cierre del ejercicio ……	289	395

(15) PATRIMONIO NETO

15.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2010 y 2009 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas y de Buenos Aires.

A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, las acciones de Repsol YPF, S.A., en forma de *American Depositary Shares* (ADSs), cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la Compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de sus ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A. limitan al 10% del Capital Social con derecho a voto el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo.

A la última fecha disponible las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp.	12,97
Petróleos Mexicanos (2)	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2010 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	20,85	20,01	euros
			Buenos Aires	112,00	107,72	pesos
			Nueva York (NYSE)	27,94	27,24	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	921.756.951	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	11,49	10,90	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	200,50	165,24	pesos
			Nueva York (NYSE)	50,37	41,65	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	360.640.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	1,68	1,72	Soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	28,83	33,16	euros
Serie D	1.689.049	100,00%				

15.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

15.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no

repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

15.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con valor nominal de 12,22 millones de Euros, y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2009 y 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni ninguna de sus sociedades filiales, mantenían acciones de la sociedad dominante.

15.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 3.3.23 de la nota 3 y nota 21).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3.3.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el apartado 3.3.23 de la nota 3 (ver nota 21).

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2010 y 2009, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(15)	-	5	(1)	(10)
Por coberturas de flujos de efectivo	19	3	(25)	(12)	(6)	(9)
Diferencias de conversión	(120)	(143)	-	-	(120)	(143)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	6	(2)	-	-	6	(2)
	(96)	(157)	(25)	(7)	(121)	(164)

15.6) Dividendos

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2010 y 2009:

	31/12/2010			**31/12/2009**		
	% sobre Nominal	**Euros por acción**	**Importe (1)**	**% sobre Nominal**	**Euros por acción**	**Importe (2)**
Acciones ordinarias	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	**42,5%**	**0,425**	**519**	**147,5%**	**1,475**	**1.801**
a) Dividendos con cargo a resultados	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo complementario del ejercicio 2009.
(2) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2008 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2009 (pagado el 22 de diciembre de 2009), e incluye, 14 millones de euros correspondientes a acciones de Repsol YPF, S.A en poder del Grupo en el momento del pago.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2010 y 2009 corresponde al dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2010 el importe ha ascendido a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) y en 2009 a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 30 de Abril de 2010, ascendió a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2010 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2010, pagadero a partir del 7 de julio de 2011, de 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

15.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el que se detalla a continuación:

	2010	2009
Resultado procedente de operaciones interrumpidas (millones de euros)	-	12
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	4.693	1.559
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.221	1.211

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros) (1)	**2010**	**2009**
Básico	3,84	1,29
Diluido	3,84	1,29

(1) El beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante en el ejercicio 2009 incluye un beneficio correspondiente a las actividades interrumpidas, que asciende a 0,01 euros por acción.

15.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
YPF, S.A.	1.149	790
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa (1)	478	449
Petronor, S.A.	96	93
Refinería La Pampilla, S.A.	98	84
Otras compañías	25	24
Total	1.846	1.440

(1) Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 226 millones de euros (importe proporcional correspondiente al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

(16) SUBVENCIONES

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 110 millones de euros y 124 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (80 millones de euros en 2010 y 108 millones de euros en 2009).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe “Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras”. Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe “Otros ingresos” ha ascendido a 227 y 192 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

(17) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2010 y 2009, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes						
	Provisión para pensiones (5)	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente	Emisión de CO_2	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2009	**66**	**1.101**	**472**	**238**	**200**	**1.080**	**3.157**
Dotaciones con cargo a resultados (1)	34	109	79	70	163	283	**738**
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(20)	(24)	(31)	(2)	-	7	**(70)**
Cancelación por pago	(19)	(41)	(43)	(70)	-	(140)	**(313)**
Variaciones del perímetro de consolidación (3)	186	30	-	-	32	164	**412**
Diferencias de conversión	7	(34)	(14)	(6)	-	(15)	**(62)**
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	(11)	(3)	(71)	(8)	(215)	(175)	**(483)**
Saldo a 31 de diciembre de 2009	**243**	**1.138**	**392**	**222**	**180**	**1.204**	**3.379**
Dotaciones con cargo a resultados (1)	23	96	99	75	179	563	**1.035**
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(2)	(1)	-	(3)	(1)	(135)	**(142)**
Cancelación por pago	(24)	(29)	(43)	(50)	-	(160)	**(306)**
Variaciones del perímetro de consolidación	(21)	(8)	(5)	-	4	(2)	**(32)**
Diferencias de conversión	15	76	29	14	-	39	**173**
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	23	161	(55)	(4)	(180)	124	**69**
Saldo a 31 de diciembre de 2010	**257**	**1.433**	**417**	**254**	**182**	**1.633**	**4.176**

(1) Incluye 199 y 233 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2010 y 2009, respectivamente.

(2) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

(3) En 2009 correspondía fundamentalmente a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (ver nota 30).

(4) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 178 y 33 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.

(5) Ver nota 18.

Dentro del epígrafe "Otras provisiones corrientes y no corrientes" se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. En la nota 34 se incluye información sobre las disputas con terceros.

Las provisiones para riesgos y gastos anteriores incluyen provisiones corrientes por importe de 404 millones de euros en 2010 y de 282 millones de euros en 2009. En relación con las provisiones no corrientes por contratos onerosos, su vencimiento va ligado al de los contratos que las han generado, que finalizan en los próximos ejercicios con un máximo de 2018. Respecto a las provisiones por desmantelamiento de campos no corrientes, 488 millones de euros vencen entre 1 y 5 años y 913 millones de euros vencen en un plazo superior a 5 años. Respecto a las provisiones derivadas de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, dadas las características de los riesgos incluidos, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago.

(18) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

ii. El promotor (Repsol YPF) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

En YPF y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 52 y 45 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos", que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe "Gastos de personal" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2010 y 2009 ha ascendido a 4 y 3 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa e YPF Holdings, una filial de YPF, tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. Adicionalmente, en el ejercicio 2009, el Grupo tenía determinados planes de pensiones, a través de su participación en REFAP en Brasil, si bien dicha participación fue vendida en diciembre de 2010. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	2010	2009
España (ver b.1)	109	117
Colombia (ver b.2)	81	67
Brasil (ver b.3)	17	21
Estados Unidos (ver b.4)	30	20
Resto	20	18
Total	257	243

b.1) A 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2010 y 2009 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2010 y 2009 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

b.4) YPF Holdings, una filial de YPF, a 31 de diciembre de 2010 mantiene un plan de pensiones no contributivo, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados.

Adicionalmente, USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	2010				2009			
Valor actual de las obligaciones	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	361	67	73	20	60	-	26	27
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	1	-	(41)	-	312	74	-	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	1	1	5	-	1	-
Coste de intereses	16	6	6	1	14	6	7	2
Ganancias y pérdidas actuariales	(1)	8	11	4	(4)	(3)	(7)	(6)
Beneficios pagados	(29)	(10)	(4)	(2)	(24)	(6)	(3)	(2)
Traspasos y cancelaciones	12	-	-	3	(2)	(7)	30	-
Diferencias de conversión	-	10	6	3	-	3	19	(1)
A 31 de Diciembre	362	81	52	30	361	67	73	20
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	244	-	52	-	47	-	17	-
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	1	-	(27)	-	203	-	-	-
Rendimiento esperado	11	-	5	2	9	-	5	-
Aportaciones	11	-	-	1	3	-	2	4
Ganancias y pérdidas actuariales	2	-	2	(3)	(3)	-	3	-
Prestaciones pagadas	(29)	-	(3)	-	(15)	-	(2)	(4)
Otros movimientos	13	-	-	-	-		18	
Diferencias de conversión	-	-	6	-	-	-	9	-
A 31 de Diciembre	253	-	35	-	244	-	52	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	**109**	**81**	**17**	**30**	**117**	**67**	**21**	**20**

(1) En 2010 corresponde a la venta del 30% de participación en Refap, mientras que en 2009 correspondía a la adquisición de Unión Fenosa por Gas Natural.

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	1	1	5	-	1	-
Coste por intereses	16	6	6	1	14	6	4	2
Cancelaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento previsto activos del plan	(11)	-	(5)	(2)	(10)	-	(3)	-
Cargo en la cuenta de resultados	6	6	2	-	9	6	2	2

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 11 millones de euros y un importe positivo de 12 millones de euros para los ejercicios 2010

y 2009, respectivamente.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2010, correspondiente básicamente a España, ha sido de 16 millones de euros (9 millones de euros en 2009).

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 7,70%	5,54% a 4,65%	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 7,7%	5,54% a 6,11%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 6,10%	N/A	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 6,10%	N/A
Incrementos futuros en salario (1)	3,00%	2,70%	6,6% - 2,24%	N/A	3,00%	3,00%	6,50% - 2,24%	N/A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,50%	2,70%	0,00%	N/A	2,50%	3,00%	0,00%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,50%	2,70%	4,50% - 4%	N/A	2,50%	3,00%	4,50% - 4%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	ISS 1980/89 – RV08	AT-83 / AT 2000		PERMF 2000	ISS 1980/89	AT-83 / AT 2000	

(1) anual

c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2007-2010, 2008-2011, 2009-2012 y 2010-2013, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2007-2010) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2010 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2011.

Los cuatro programas vigentes (2007-2010, 2008-2011, 2009-2012 y 2010-2013), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media de las valoraciones individuales de desempeño obtenidas por beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, resultados que a su vez entran a formar parte de la retribución variable anual a percibir por el mismo.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2010 y 2009 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 25 y 18 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 50 y 36 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

(19) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.411
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	1	1
Pasivos financieros corrientes	4.362	3.499
Derivados por operaciones comerciales corrientes (1)	115	42
	19.418	18.953

(1) Los derivados por operaciones comerciales se encuentra registrados en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2010				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	4.716	-	4.716	4.776
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	10.089	-	10.089	10.228
Derivados	6	-	130	136	136
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**6**	**14.805**	**130**	**14.941**	**15.140**
Deudas con entidades de crédito	-	1.872	-	1.872	1.872
Obligaciones y otros valores negociables (2)	-	2.352	-	2.352	2.366
Derivados	219	-	34	253	253
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**219**	**4.224**	**34**	**4.477**	**4.491**
TOTAL	**225**	**19.029**	**164**	**19.418**	**19.631**

	31 de diciembre de 2009				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	5.343	-	5.343	5.343
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	9.925	-	9.925	10.489
Derivados	10	-	134	144	144
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**10**	**15.268**	**134**	**15.412**	**15.976**
Deudas con entidades de crédito	-	1.807	-	1.807	1.807
Obligaciones y otros valores negociables	-	1.626	-	1.626	1.695
Derivados	69	-	39	108	108
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**69**	**3.433**	**39**	**3.541**	**3.610**
TOTAL	**79**	**18.701**	**173**	**18.953**	**19.586**

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.205 y 3.726 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.
(2) Incluye acciones preferentes por importe de 543 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, los estados financieros incluyen importes correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 22.1) en los epígrafes "Otros pasivos no corrientes" (2.852 y 1.919 millones de euros, respectivamente) y "Otros acreedores" (223 y 172 millones de euros, respectivamente).

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		**Nivel 2**		**Nivel 3**		**Total**	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Pasivos financieros mantenidos para negociar	60	17	165	62	-	-	225	79
Derivados de cobertura	-	-	164	173	-	-	164	173
Total	60	17	329	235	-	-	389	252

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detalla en el apartado 20.1.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 20.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2010		2009	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	6.695	3,63%	6.852	4,26%
Acciones Preferentes	3.698	3,46%	3.607	3,85%
Obligaciones	8.695	4,34%	6.267	4,98%
	19.088	3,92%	16.726	4,44%

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes "Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes") que han tenido lugar durante los ejercicios 2010 y 2009:

	Saldo al 31/12/2009	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	10.697	4.597	(3.804)	(37)	11.453
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	2	-	(2)	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	852	101	(18)	53	988
TOTAL	**11.551**	**4.698**	**(3.824)**	**16**	**12.441**

	Saldo al 31/12/2008	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.756	3.170	(685)	456	10.697
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	2	2
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	651	119	(81)	163	852
TOTAL	**8.407**	**3.289**	**(766)**	**621**	**11.551**

El 26 de marzo de 2010, el Grupo a través de su filial Repsol International Finance B.V. firmó un Programa Euro Commercial Paper (ECP) de importe 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol YPF S.A. El 12 de noviembre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2010 era de 1.432 millones de euros.

Asimismo, en fecha 14 de enero de 2010, Gas Natural Fenosa cerró tres emisiones de bonos, al amparo del programa de EMTN, en tres tramos en el euromercado con vencimiento a cinco, ocho y diez años, por un importe de 196, 211 y 256 millones de euros, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2010, el importe dispuesto era de 2.094 millones de euros, mientras que el importe pendiente de utilización ascendía a 919 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, el 23 de marzo de 2010 Gas Natural Fenosa ha formalizado la firma de un programa ECP por un importe de 301 millones de euros, cuyo emisor es Unión Fenosa Finance B.V. A 31 de diciembre de 2010, la cantidad dispuesta de dicho programa era de

108 millones de euros, siendo el disponible de 193 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

El 24 de marzo de 2010 Gas Natural SDG ha firmado un préstamo por importe de 1.205 millones de euros bajo la modalidad "Club Deal" con un total de 18 bancos. El importe total del préstamo se divide en 301 millones de euros con vencimiento a 3 años y 904 millones de euros con vencimiento a 5 años (importes proporcionales a la participación del grupo en Gas Natural Fenosa).

Las operaciones financieras descritas correspondientes a Gas Natural Fenosa, junto con el cobro por la venta de activos de generación en México y de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid, ha supuesto el 2 de junio de 2010 la cancelación de la financiación que la citada sociedad contrató para la adquisición de Unión Fenosa.

Por su parte, el día 5 de mayo de 2010 venció por importe 943 millones de euros, un bono emitido por Repsol International Finance B.V., garantizado por Repsol YPF S.A

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2010 y 2009 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

	Saldo al 31/12/2009	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	28			2	30

	Saldo al 31/12/2008	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	-	28	-	-	28

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 4.623 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.636 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o *"cross-default")*, y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en Marzo de 2009 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol YPF, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol YPF quedara situada por debajo del grado de inversión.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un

importe global de 189 millones de euros (correspondientes a un nominal de 193 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default"), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un porcentaje que varía entre el 10% y el 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural Fenosa tiene determinados proyectos de inversión (de su actividad de energías renovables y de Unión Fenosa Gas) que han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendía a 113 y 295 millones de euros, respectivamente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Acciones Preferentes

El Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de acciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares con las siguientes características:

- Dividendo : 7,45% anual, pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del quinto año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos preferentes está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias. Si no se devenga el dividendo, no hay obligación posterior de pagarlo.

El 8 de febrero de 2011 se han amortizado el 100% de estas participaciones preferentes que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente. Estas participaciones preferentes tenían un valor contable en el balance a 31 de diciembre de 2010 de 543 millones de euros y 503 millones de euros a 31 de diciembre de 2009.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de acciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

- Dividendo : variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo será pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende

a 3.025 y 3.044 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes” de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros (importe proporcional a la participación del grupo de Gas Natural Fenosa). El valor contable de dichas participaciones preferentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 180 y 179 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes” de los balances de situación consolidados adjuntos.

(20) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

20.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

20.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “ajustes por cambios de valor”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar.*

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que operamos. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 21).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los

instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+)/depreciación (-) en el tipo de cambio	2010	2009
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	5	23
	-5%	(6)	(25)
Efecto en el patrimonio neto	5%	(30)	205
	-5%	33	(226)

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2010, hubiera supuesto en 2010 una variación aproximada en el resultado neto después de impuestos de -4 millones de euros y 53 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2009 hubiera supuesto un incremento de 2 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2010 un descenso en patrimonio de -0,9 millones de euros y -1,5 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2009 habría supuesto un incremento de 18 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol YPF contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (ver apartado Gestión del capital, al final de esta nota) a tipo fijo ascendía a 9.917 y 7.745 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 90% y 53%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo acciones preferentes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+)/descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2010	2009
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(5)	(13)
	-50	5	13
Efecto en el patrimonio neto	+50	20	20
	-50	(21)	(20)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol YPF contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) de un 10%	2010	2009
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(85)	(50)
	-10%	85	50

20.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

31 de diciembre de 2010	Vencimientos (millones de euros)						
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	Total
Proveedores	4.539	-	-	-	-	-	4.539
Otros acreedores	5.550	-	-	-	-	-	5.550
Préstamos y otras deudas financieras (1)	4.071	2.157	2.703	3.140	1.631	4.099	17.801
Acciones preferentes (1) (2)	632	137	310	130	130	3.000	4.339
Derivados (3)	40	20	11	33	4	15	123

31 de diciembre de 2009	Vencimientos (millones de euros)						
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	Total
Proveedores	3.491	-	-	-	-	-	3.491
Otros acreedores	4.127	-	-	-	-	-	4.127
Préstamos y otras deudas financieras (1)	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	17.159
Acciones preferentes (1) (3)	70	57	57	233	55	3.504	3.976
Derivados (1) (4)	96	26	10	2	14	6	154

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Las preferentes en dólares emitidas por Repsol International Capital han sido amortizadas el 8 de febrero del 2011 (ver nota 19). En la tabla de 2010 se ha supuesto que las preferentes en euros se cancelarán con posterioridad a 2014. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

(3) En la tabla de 2009 se supuso que se cancelaban con posterioridad a 2014 excepto las emitidas por Union Fenosa Financial Services USA, del grupo Gas Natural para las que se supuso su vencimiento en 2013. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

(4) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 21.

20.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 7.471 y 6.001 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la nota 14 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2010 y 2009. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros	
Exposición máxima	2010	2009
- Deudas comerciales	7.760	6.396
- Derivados	110	247
- Efectivo y Equivalente al efectivo	6.448	2.308

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 5%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 0,1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.219 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y de 2.892 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendían a 1.009 y 779 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2010, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 23 millones de euros. En 2009 esta cifra se situó en 24 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros 2010	2009
- Deuda no vencida	6.539	5.440
- Deuda vencida 0-30 días	269	173
- Deuda vencida 31-180 días	402	186
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	261	201
Total	7.471	6.001

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 12, en función de si son de naturaleza financiera u operativa.

20.2) Gestión del capital

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta dos ratios de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (y, en su caso, la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes más el patrimonio neto:

Deuda Financiera Neta / Capital Empleado Neto

Deuda Financiera Neta incluyendo acciones preferentes / Capital Empleado Neto

El cálculo de estos ratios tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración para el seguimiento de los ratios financieros de la compañía, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda (ver nota 19).

- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2010 y 2009, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.411
Acciones preferentes	3.205	3.726
Resto de pasivos financieros no corrientes	11.735	11.685
Pasivos financieros corrientes	4.362	3.499
Acciones preferentes	543	-
Resto de pasivos financieros no corrientes	3.819	3.499
Activos financieros no corrientes	(1.789)	(1.732)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12)	150	173
Otros activos financieros corrientes (1)	(158)	(332)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(6.448)	(2.308)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 21)	(85)	(57)
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (2)	10.972	14.654
Patrimonio neto	25.986	21.391
Capital empleado neto	36.958	36.045
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes / Capital empleado neto	**29,7%**	**40,7%**
Menos acciones preferentes	(3.748)	(3.726)
Deuda financiera neta	7.224	10.928
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	**19,5%**	**30,3%**

(1) No incluye 526 y 381 millones de euros en 2010 y 2009 respectivamente, registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(2) No incluye 3.075 y 2.091 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver nota 22.1).

La evolución y el análisis de estos ratios se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2010, estos ratios se han situado en 19,5% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado y 29,7% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes sobre el capital empleado neto, mostrando una mejora significativa respecto a los mismos en el año 2009: 30,3% y 40,7%, respectivamente.

El descenso de estos ratios en el ejercicio 2010 se ha debido principalmente a la entrada de la liquidez proveniente de la operación de ampliación de capital de Repsol Brasil (ver nota 31), así como el resto de operaciones de desinversión realizadas en el año (REFAP, entre otras).

(21) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2010 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Cobertura de inversiones netas de activos en el extranjero.

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2010 y 2009 otras operaciones con

instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2010 y 2009 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2010

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**-**	**71**	**(130)**	**(34)**	**(93)**
De Valor razonable:	**-**	**67**	**-**	**(11)**	**56**
- de tipo de interés	-	43	-	-	**43**
- de tipo de cambio	-	24	-	(11)	**13**
De Flujos de efectivo:	**-**	**4**	**(103)**	**(23)**	**(122)**
- de tipo de interés	-	-	(99)	(18)	**(117)**
- de tipo de cambio e interés	-	-	(4)	-	**(4)**
- de tipo de cambio	-	2	-	-	**2**
- de commodities	-	2	-	(5)	**(3)**
De Inversión neta	**-**	**-**	**(27)**	**-**	**(27)**
Otros derivados	**2**	**37**	**(6)**	**(219)**	**(186)**
TOTAL (1)	**2**	**108**	**(136)**	**(253)**	**(279)**

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 85 millones de euros.

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2009

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**86**	**137**	**(134)**	**(39)**	**50**
De Valor razonable:	**84**	**5**	**-**	**(3)**	**86**
- de tipo de interés	84	-	-	-	84
- de tipo de cambio	-	5	-	(2)	3
- de precio de producto	-	-	-	(1)	(1)
De Flujos de efectivo:	**2**	**2**	**(127)**	**(8)**	**(131)**
- de tipo de interés	2	-	(127)	(3)	(128)
- de tipo de cambio	-	2	-	(1)	1
- de precio de producto	-	-	-	(4)	(4)
De Inversión neta	**-**	**130**	**(7)**	**(28)**	**95**
Otros derivados	**-**	**25**	**(10)**	**(70)**	**(55)**
TOTAL (1)	**86**	**162**	**(144)**	**(109)**	**(5)**

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 57 millones de euros.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

	2010			2009		
	Resultado de explotación	**Resultado financiero**	**Ajustes por cambios de valor**	**Resultado de explotación**	**Resultado financiero**	**Ajustes por cambios de valor**
Cobertura de valor razonable	10	(30)	-	(1)	62	-
Cobertura de flujos de efectivo	(12)	(81)	20	5	(50)	32
Cobertura de inversión neta	-	-	(302)	-	-	(83)
Otras operaciones	(96)	(205)	-	(84)	212	-
Total	**(98)**	**(316)**	**(282)**	**(80)**	**224**	**(51)**

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2010 se han traspasado 11 millones de euros negativos al epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores” correspondientes a las diferencias de conversión vinculadas a la cobertura de inversión neta de la participación en YPF que ha sido vendida durante el ejercicio 2010.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nocionales.

21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan a continuación:

	Vencimientos							**Valor**
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (a)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	43
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permitas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	2	1	-	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD (b)	1.461	-	-	-			1.461	13
EUR	27	-	-	-	-	-	27	-
BRL	10	-	-	-	-	-	10	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								56

31 diciembre 2009	Vencimientos							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.	Total	
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (a)	-	2.000	-	-	-	-	2.000	84
Operaciones sobre tipo de interés (variable a fijo): Importe Contrato/nocional (EUR)	1	1	1	1	8	-	12	-
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS) (variable a fijo): importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD/Euro: Importe Contrato (USD)	163	-	-	-	-	-	163	3
MAD/Euro: Importe Contrato (MAD)	1	-	-	-	-	-	1	-
Precio de commodities:								
Importe Contrato (USD)	1	-	-	-	-	-	1	(1)
								86

(a) Collar sobre tipos de interés

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual, si la contraparte ejerce dicho derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2001, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.

- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de esta emisión de acciones preferentes durante los diez primeros años, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses.

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual si la contraparte ejerce el derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 31 de diciembre de 2011.

- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de acciones preferentes de diciembre de 2001, 1.000 millones de euros han quedado a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período comprendido entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

(b) Swaps en USD

A 31 de diciembre de 2010, incluye coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22) cuyo nocional asciende a 1.473 millones de dólares (1.113 millones de euros) y que tienen un valor de mercado negativo de 11 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 24 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	777	812	4	3	1	8	1.605	(49)
Permutas financieras (USD)	11	62	11	12	12	329	437	(68)
Permutas financieras (ARS)	3	-	-	-	-	-	3	-
Permutas financieras (MXN)	5	5	4	-	-	-	14	-
Collar (EUR)	1	4	1	1	-	1	8	-
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de tipo de cambio y tipo de interes (cross-currency IRS)	2	3	3	3	4	7	22	(4)
Tipo de cambio:							-	
USD	86	1	-	-	-	-	87	2
Precio de commodities (1):								
EUR	52	-	-	-	-	-	52	(1)
USD	26	-	-	-	-	-	26	(2)
								(122)

31 diciembre 2009	Vencimientos							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.	Total	
	millones de euros							
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	663	776	814	6	4	37	2.301	(84)
Permutas financieras (USD)	48	12	59	13	13	326	472	(44)
Permutas financieras (ARS)	2	-	-	-	-	-	2	-
Collar (EUR)	2	1	4	1	1	1	9	-
Tipo de cambio:								
USD/Euro	244	2	2	2	2	2	254	2
Euro/USD	441	-	-	-	-	-	441	(1)
Precio de commodities (1):								
EUR	44	-	-	-	-	-	44	(3)
USD	10	-	-	-	-	-	10	(1)
								(131)

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

El Grupo tiene contratada una permuta financiera de tipo de interés con un nocional de 750 millones de euros, vinculadas a las emisiones de deuda efectuadas a través de su filial Repsol International Finance B.V (ver nota 19). Según este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe Euribor a 3 meses. A 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable era un valor negativo por importe de 29 y 42 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se incluyen permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2010 su nocional ascendía a 327 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 60 millones de euros (35 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por el citado instrumento asciende a 36 y 39 millones de euros, respectivamente. El importe de los “Ajustes por cambio de valor” traspasado a resultados en los ejercicios 2010 y 2009 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 y 4 millones de euros en los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente.

21.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Repsol YPF suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

31 diciembre 2010	Vencimientos 2011	2012	2013	2014	2015	Sig.	Total	Valor Razonable
				millones de euros				
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	158	-	-	158	(27)
								(27)

31 diciembre 2009	Vencimientos 2010	2011	2012	2013	2014	Sig.	Total	Valor Razonable
				millones de euros				
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	342	-	-	-	158	-	500	(35)
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR) (1)	300	-	-	-	-	-	300	130
								95

Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura con fecha 21 de febrero de 2008 y que, desde entonces, fueron considerados especulativos (ver apartado 21.4 de esta nota). En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encontraban registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta con su contrapartida en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor”. A partir del momento de su discontinuación, las variaciones en su valor razonable fueron registradas en el resultado del ejercicio (ver el apartado 21.4 de esta nota). Estos derivados fueron liquidados durante 2010.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados para la cobertura de las variaciones del tipo de cambio de sus inversiones en el extranjero CCIRS por un nocional de 500 millones de euros. De este importe, 342 millones de euros han sido liquidados durante 2010; la variación de valor razonable del nocional liquidado, registrada en 2010 en el epígrafe diferencias de conversión ha sido negativa por un importe de 44 millones de euros. A 31 de diciembre de 2010, siguen vivos instrumentos por un nocional de 158 millones de euros, cuya variación de valor razonable en el ejercicio ha supuesto unas diferencias de conversión negativas de 19 millones de euros.

Adicionalmente, durante 2010 el Grupo contrató diversas coberturas de inversión neta. Las mismas fueron liquidadas dentro del ejercicio. La disminución registrada en su valor razonable desde su contratación hasta la fecha de liquidación ascendió a un importe negativo de 239 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor”.

En el ejercicio 2009 se discontinuó el tratamiento como cobertura contable de unos CCIRS por un importe nocional de 1.950 millones de euros. El incremento de valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación ascendió a 7 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor”. Posteriormente, dichos instrumentos fueron liquidados y como consecuencia de dicha liquidación se registró un ingreso de 168 millones de euros en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del ejercicio 2009.

21.4) Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

(a) De tipo de interés

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	32	-	-	-	-	-	32	(2)
Collar (EUR)	5	-	-	-	-	-	5	-

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	300	-	-	-	-	-	300	(16)

(b) De tipo de cambio y tipo de interés

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(6)

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
	millones de euros							
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR) (1)	300	-	-	-	-	-	300	(2)
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	1	1	(8)

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo registraba unos CCIRS con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura de inversión neta en febrero de 2008 y que desde entonces fueron considerados especulativos (ver apartado 21.3 de esta nota). La variación del valor razonable de los mismos desde el momento de la discontinuación de la cobertura hasta el 31 de diciembre de 2009 (2 millones de euros) fue registrada como pasivo por instrumentos derivados no considerados como cobertura contable. En 2010, estos instrumentos fueron liquidados. La variación de su valor razonable desde el inicio del ejercicio hasta la fecha de su liquidación ascendió a 21 millones de euros, registrados como gasto financiero del ejercicio.

(c) De tipo de cambio

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

31 diciembre 2010	Vencimientos							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.	Total	
	millones de euros							
Euro/USD	1.555	-	-	-	-	-	1.555	(68)
USD/Euro	1.317	-	-	-	-	-	1.317	(12)
CLP/USD	111	-	-	-	-	-	111	3
USD/PEN	111	-	-	-	-	-	111	-
USD/BRL	328	-	-	-	-	-	328	(4)
CAD/USD	18	-	-	-	-	-	18	-
Euro/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/NOK	2	-	-	-	-	-	2	-

31 diciembre 2009	Vencimientos							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.	Total	
	millones de euros							
Euro/USD	2.222	-	-	-	-	-	2.222	7
USD/Euro	367	-	-	-	-	-	367	(8)
CLP/USD	74	-	-	-	-	-	74	-
USD/PEN	12	-	-	-	-	-	12	-
USD/BRL	329	-	-	-	-	-	329	(2)
CAD/USD	19	-	-	-	-	-	19	-
JPY/USD	28	-	-	-	-	-	28	-

(d) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2010 y 2009 eran las siguientes:

31 diciembre 2010	Vencimientos 2011	2012	2013	2014	2015	Sig.	Total	Valor Razonable
				millones de euros				
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	3.646	-	-	-	-	-	3.646	5
WTI (Miles de barriles)	1.998	-	-	-	-	-	1.998	6
NYMEX HHO (Miles de barriles)	60	-	-	-	-	-	60	-
IPE GO (Miles de toneladas)	757	1	-	-	-	-	758	32
RBOB (Miles de barriles)	463	-	-	-	-	-	463	2
Physical Inventory MTM (miles de millones de BTU)	1.362	-	-	-	-	-	1.362	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	6.294	-	-	-	-	-	6.294	(18)
WTI (Miles de barriles)	4.412	-	-	-	-	-	4.412	(14)
NYMEX HHO (Miles de barriles)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	(3)
IPE GO (Miles de toneladas)	1.207	-	-	-	-	-	1.207	(55)
RBOB (Miles de barriles)	523	-	-	-	-	-	523	(1)
Physical Fixed Price (miles de MMBTU)	900	-	-	-	-	-	900	-
Physical Algonquin CityGate (miles de MMBTU)	1.077	-	-	-	-	-	1.077	-
Physical Tetco M3 (miles de MMBTU)	13.165	535	-	-	-	-	13.700	2
Physical NGI Index.Avg (miles de MMBTU)	1.162	-	-	-	-	-	1.162	-
Physical NYMEX (miles de MMBTU)	24.049	4.500	-	-	-	-	28.549	(10)
Physical Tenn Z6 (miles de MMBTU)	7.300	7.300	-	-	-	-	14.600	2
Swaps								
Brent (Miles de barriles)	17.080	-	-	-	-	-	17.080	(35)
JET (Miles de toneladas)	81	-	-	-	-	-	81	(1)
GO (Miles de toneladas)	327	-	-	-	-	-	327	(2)
Fuel Oil (Miles de toneladas)	196	-	-	-	-	-	196	-
Propano (Miles de toneladas)	58	-	-	-	-	-	58	-
Nafta (Miles de toneladas)	20	-	-	-	-	-	20	-
Tetco M3 Basis Swaps (miles de MMBTU)	41.130	6.370	-	-	-	-	47.500	(10)
Henry Hub Basis Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Index Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Swing Swap (miles de MMBTU)	700	-	-	-	-	-	700	-
Henry Hub Futures (miles de MMBTU)	1.810	-	-	-	-	-	1.810	3

31 diciembre 2009	Vencimientos							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.	Total	
	millones de euros							
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	1.499	-	-	-	-	-	1.499	3
WTI (Miles de barriles)	1.500	-	-	-	-	-	1.500	2
NYMEX HHO (Miles de barriles)	62	-	-	-	-	-	62	-
IPE GO (Miles de toneladas)	135	-	-	-	-	-	135	2
RBOB (Miles de barriles)	855	-	-	-	-	-	855	-
Henry Hub (TBTU)	30	-	-	-	-	-	30	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	4.036	-	-	-	-	-	4.036	(6)
WTI (Miles de barriles)	4.411	-	-	-	-	-	4.411	(11)
NYMEX HHO (Miles de barriles)	982	-	-	-	-	-	982	(2)
IPE GO (Miles de toneladas)	229	-	-	-	-	-	229	(4)
RBOB (Miles de barriles)	602	-	-	-	-	-	602	(1)
Henry Hub (TBTU)	86	-	-	-	-	-	86	1
Opciones								
Contratos de compra								
Call (Miles de barriles)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-
Put (Miles de barriles)	17.000	-	-	-	-	-	17.000	-
Contratos de venta								
Call (Miles de barriles)	7.800	-	-	-	-	-	7.800	(1)
Put (Miles de barriles)	7.000	-	-	-	-	-	7.000	-
COLLAR Fuel Oil								
Compra CALL (Toneladas)	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Venta PUT (Toneladas)	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Swaps								
WTI (Miles de barriles)	1.350	-	-	-	-	-	1.350	(4)
Brent (Miles de barriles)	7.268	-	-	-	-	-	7.268	3
JET (Miles de toneladas)	190	-	-	-	-	-	190	(1)
UNL 87 (Miles de barriles)	230	-	-	-	-	-	230	(1)
GO (Miles de toneladas)	185	-	-	-	-	-	185	(1)
Premium Unl (Miles de toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	77	67	67	68	-	-	279	-
Nafta (Miles de toneladas)	188	-	-	-	-	-	188	(1)
Swaps de fletes								
BITRA (Miles de toneladas)	240	-	-	-	-	-	240	-

El epígrafe de balance "Otros deudores" incluye en 2010 y 2009, 2 y 1 millón de euros, respectivamente, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 3.3.23 de la nota 3.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el Grupo a través de su participación en Gas Natural, tiene derivados por operaciones sobre el precio de las materias primas por un valor razonable negativo de 1 millón de euros y nocionales de aproximadamente 2 millones de euros.

(e) Operaciones sobre los derechos de emisión de CO2:

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO_2 realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendía a un pasivo de 1 millón de euros.

(22) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe "Otros pasivos no corrientes" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Deudas por arrendamientos financieros	2.852	1.919
Fianzas y depósitos	236	284
Ingresos diferidos	193	131
Otros	382	338
	3.663	2.672

22.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2010	2009	2010	2009
Durante el siguiente ejercicio	301	219	223	172
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.169	830	735	553
A partir del 6º ejercicio	5.030	3.696	2.117	1.366
	6.500	4.745	3.075	2.091
Menos:				
Futuros gastos financieros	(3.425)	(2.654)		
	3.075	2.091		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.852	1.919
Deuda por arrendamiento financiero corriente			223	172
			3.075	2.091

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2010 ha ascendido al 6,25% (5,9 % a 31 de diciembre de 2009).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 510 millones de dólares (382 millones de euros) y 513 millones de dólares (356 millones de euros), respectivamente.

- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe registrado en este epígrafe

ascendió a 1.297 (970 millones de euros) y 1.312 millones de dólares (911 millones de euros), respectivamente.

- En diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2010 y 2009 en el balance consolidado asciende a 110 millones de euros y 103 millones de euros, respectivamente.

- En 2009 Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2010 y 2009 en el balance consolidado asciende a 109 millones de euros y 105 millones de euros, respectivamente.

- En 2010, se han registrado cuatro buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL en Perú por importe de 818 millones de euros. Los buques Barcelona Knutsen, Sevilla Knutsen y Valencia Knutsen, que tienen una capacidad de 173.410 m^3, se han adquirido a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m^3 de capacidad, se ha adquirido también a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.

- Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros siete buques metaneros adquiridos con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029, por importe de 561 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 570 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Cuatro de estos buques son de Gas Natural Fenosa y los otros tres de Repsol YPF.

22.2) Fianzas y depósitos

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(23) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2010 y 2009, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2010	2009
Proveedores	4.539	3.491
Deuda por arrendamientos financieros (nota 22.1)	223	172
Administraciones Públicas acreedoras	982	909
Instrumentos financieros derivados	115	42
Otros	4.230	3.004
Otros acreedores	5.550	4.127
Pasivo por impuesto corriente	765	409
Total	10.854	8.027

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

El saldo de las cuentas comerciales a pagar por las sociedades españolas que han superado el plazo establecido por la Ley 15/2010, asciende a 31 de diciembre de 2010 a 5 millones de euros.

(24) SITUACIÓN FISCAL

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen del beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2010 es de 48, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades

españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Castilla León, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A, Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A y Unión Fenosa Distribución, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada en el Impuesto sobre Sociedades aplicando un tipo nominal del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Adicionalmente, calculan el Impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio, pudiendo ser éste un impuesto complementario al Impuesto sobre Sociedades. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. No obstante, si el impuesto a la ganancia mínima presunta es superior al Impuesto sobre Sociedades, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del Impuesto sobre Sociedades sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en los diez ejercicios siguientes.

c) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%

- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 29%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2010 y 2009, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.3.21 de Políticas contables de la nota 3, es el siguiente:

	Millones de euros			
	Ejercicio 2010			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos	**1.641**	**1.416**	**3.556**	**6.613**
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	2.210 (1)	292	(2.976) (2)	(474)
Por diferencias temporarias	(317)	344	109	136
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.534	2.052	689 (3)	6.275
Cuota del impuesto	1.060	723	533	2.316
Deducciones aplicables	(913)	-	-	(913)
Impuesto corriente a pagar	147	723	533	1.403
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	539	(6)	(22)	511
Total Gasto por Impuesto corriente	**686**	**717**	**511**	**1.914**
Impuesto diferido del ejercicio	93	(119)	(139)	(165)
Otros ajustes al gasto por impuesto	170	(58)	(119)	(7)
Total Gasto por Impuesto diferido	**263**	**(177)**	**(258)**	**(172)**
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	**949**	**540**	**253**	**1.742**

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.
(2) Incluye esencialmente el resultado derivado de la ampliación de capital en Repsol Brasil, S.A.
(3) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

	Millones de euros			
	Ejercicio 2009			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos	**1.173**	**1.001**	**602**	**2.776**
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	1.179 (1)	211	(143)	1.246
Por diferencias temporarias	(112)	(25)	(348)	(485)
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.240	1.187	111 (2)	3.537
Cuota del impuesto	675	415	295	1.385
Deducciones aplicables	(618)	-	-	(618)
Impuesto corriente a pagar	57	415	295	767
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	352	58	(6)	404
Total Gasto por Impuesto corriente	**409**	**473**	**289**	**1.171**
Impuesto diferido del ejercicio	23	10	95	128
Otros ajustes al gasto por impuesto	(4)	(5)	(160)	(169)
Total Gasto por Impuesto diferido	**19**	**5**	**(65)**	**(41)**
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	**428**	**478**	**224**	**1.130**

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2010	2009	Variación
Activos por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	57	60	(3)
Provisiones para el personal	118	114	4
Provisiones para contingencias	209	169	40
Otras provisiones	297	271	26
Diferencias de amortizaciones	315	239	76
Créditos fiscales	715	780	(65)
Otros activos por impuestos diferidos	282	388	(106)
	1.993	2.021	(28)
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(12)	(11)	(1)
Plusvalías diferidas	(82)	(44)	(38)
Diferencias de amortizaciones	(1.124)	(932)	(192)
Moneda funcional	(651)	(683)	32
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(1.231)	(1.324)	93
Otros pasivos por impuestos diferidos	(287)	(401)	114
	(3.387)	(3.395)	8

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 95 millones de euros en el ejercicio 2010 y 11 en el ejercicio 2009.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 583 y 489 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 119 y 115 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Otra información con trascendencia fiscal

El importe de las deducciones acreditadas en 2010 asciende a 913 millones de euros, derivadas fundamentalmente de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional y, en menor medida, por la realización de inversiones.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol YPF considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado “Otras provisiones” (ver nota 17), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por este concepto asciende a 588 millones de euros y 473 millones de euros, respectivamente. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

(25) NEGOCIOS CONJUNTOS

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2010 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,13%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Quiriquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Brasil, S.A. (1)	60,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%

(1) Porcentaje de participación del Grupo tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec con fecha 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

A continuación se desglosan los importes consolidados totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros	
	2010	2009
Activos corrientes	7.354	3.423
Activos no corrientes	14.025	13.435
Pasivos corrientes	(3.186)	(3.424)
Pasivos no corrientes	(8.941)	(8.983)
Ingresos de explotación	10.428	8.136
Gastos de explotación	(8.557)	(6.674)
Otros ingresos	321	357
Otros gastos	(1.364)	(958)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	828	861

La principal variación en los activos corrientes corresponde a la consolidación de Repsol Brasil, S.A. por el método de integración proporcional tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec el 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2010 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

(26) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ventas

El epígrafe Ventas incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que

recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 7.234 millones de euros en 2010 y 6.893 millones de euros en 2009.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Estos ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 9)	31	193
Beneficios por enajenación de inmovilizado	3.157	178
Total	3.188	371

En 2010 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo estratégico alcanzado con Sinopec en Brasil (2.847 millones de euros), a la venta de un 5% de participación en CLH (133 millones de euros) y a la venta de los activos de distribución de gas natural en la Comunidad Autónoma de Madrid (114 millones de euros) (ver nota 31).

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2009 incluían 49 millones de euros como consecuencia de la venta de la torre de oficinas en el Paseo de la Castellana de Madrid Repsol YPF, S.A (ver nota 31).

El epígrafe Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 9)	252	119
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	99	26
Total	351	145

Aprovisionamientos

El epígrafe Aprovisionamientos recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Compras	37.276	31.903
Variación de existencias	(1.092)	(470)
Total Aprovisionamiento	36.184	31.433

El epígrafe compras incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “Ventas” de esta nota.

Gastos de personal

El epígrafe Gastos de personal recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Remuneraciones y otros	1.836	1.565
Costes de seguridad social	575	522
Total Gastos de personal	2.411	2.087

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2010 fue de 43.298 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (19.761 empleados), Argentina (14.047 empleados), Resto de Latinoamérica (6.357 empleados) y Resto del Mundo (3.139 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2010 ascendió a 42.322 empleados, mientras que en 2009 fue de 39.815 empleados.

Repsol cuenta a diciembre de 2010 con un total de 463 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 360 son empleados por contratación directa, y otras 103 personas equivalentes por medidas alternativas (2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuída por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2010 y 2009:

	Número de personas	
	2010	2009
Hombres	31.595	30.326
Mujeres	11.703	10.688
	43.298	41.014

	Número de personas	
	2010	2009
Directivos	652	637
Jefes Técnicos	3.312	3.324
Técnicos	18.611	16.423
Puestos Operativos (Administrativos, Operarios y Subalternos)	20.723	20.630
	43.298	41.014

Otros gastos de explotación

Incluye los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Tributos	2.461	1.963
Servicios exteriores	5.368	4.717
Trasnsportes y fletes	1.189	976
Otros Gastos	898	847
	9.916	8.503

Los costes de exploración se encuentran registrados en los epígrafes "Amortizaciones" y "Servicios exteriores" y han ascendido en 2010 y 2009 a 502 y 466 millones de euros.

(27) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Ingresos financieros	149	141
Gastos financieros	(800)	(751)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	**(651)**	**(610)**
Por tipo de interés	(26)	34
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(26)	34
Por tipo de cambio	(39)	306
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(212)	158
Diferencias de cambio	173	148
Otras posiciones	(17)	-
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(17)	-
Resultado de posiciones (1)	**(82)**	**340**
Actualización financiera de provisiones	**(191)**	**(186)**
Intereses intercalarios (2)	**143**	**122**
Leasing	(196)	(141)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1	31
Otros ingresos	10	32
Otros gastos	(42)	(56)
Otros gastos financieros	**(227)**	**(134)**
RESULTADO FINANCIERO	**(1.008)**	**(468)**

(1) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.3.4 de la nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

La composición de este epígrafe en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros 2010	2009
Resultado antes de impuestos y participadas		**6.613**	**2.776**
Ajustes de resultado		**2.583**	**3.973**
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.947	3.620
Provisiones operativas netas dotadas	17	937	238
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	(3.058)	(151)
Resultado financiero	27	1.008	468
Otros ajustes (netos)		(251)	(202)
Cambios en el capital corriente		**(1.693)**	**(590)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(1.861)**	**(1.394)**
Cobros de dividendos		72	86
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.627)	(1.168)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(306)	(312)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**5.642**	**4.765**

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación* que ha sido aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo están basados en las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa del Grupo se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación del Grupo analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento.

Esta estructura organizativa entró en vigor en el ejercicio 2007 y está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de la misma son:

• Tres negocios estratégicos integrados:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
- GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
- Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.

• Dos participaciones en compañías estratégicas:

- YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y

- Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta clasificación:

Ingresos de explotación	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
Segmentos	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Upstream	5.863	2.158	1.050	830	6.913	2.988
GNL	1.144	899	188	129	1.332	1.028
Downstream	36.285	32.803	78	35	36.363	32.838
YPF	10.973	8.557	129	121	11.102	8.678
Gas Natural SDG	6.020	4.540	141	112	6.161	4.652
Corporación	145	75	328	338	473	413
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (1)	-	-	(1.914)	(1.565)	(1.914)	(1.565)
TOTAL	**60.430**	**49.032**	**-**	**-**	**60.430**	**49.032**

(1) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Resultado de explotación

	Millones de euros	
Segmentos	31/12/2010	31/12/2009
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural SDG	881	748
Corporación	(235)	(267)
Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa	7.621	3.244
(+/-) Resultados no asignados (Resultado financiero)	(1.008)	(468)
(+/-) Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	76	86
Impuestos sobre beneficios y/o rdo de operac. Interrumpidas	(1.742)	(1.130)
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	12
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	**4.947**	**1.744**

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de Euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
2010							
Total activos (1) (2)	9.351	4.238	17.524	12.446	13.344	10.728	67.631
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	172	282	69	35	27	-	585
Dotación de amortización de inmovilizado	-1.005	-149	-659	-1.558	-516	-60	-3.947
Inversiones	1.126	82	1.613	1.548	636	101	5.106
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	10	31	28	5	2	-	76

	Millones de Euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
2009							
Total activos (1) (2)	8.678	3.195	15.168	10.928	13.484	6.630	58.083
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	91	302	67	34	37	-	531
Dotación de amortización de inmovilizado	(859)	(100)	(676)	(1.500)	(427)	(58)	(3.620)
Inversiones	1.122	125	1.649	956	5.060	91	9.003
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(2)	39	26	5	18	-	86

(1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.

(2) En 2010 y 2009 se incluyen en el epígrafe "Corporación y ajustes" activos financieros por importe de 8.246 millones de euros y 4.211 millones de euros, respectivamente. La variación entre ambos ejercicios se debe fundamentalmente a la liquidez incorporada como consecuencia del acuerdo alcanzado con Sinopec en Brasil (ver nota 31).

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación		Resultado de explotación		Inversiones		Activos	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Upstream……	**6.913**	**2.988**	**4.113**	**781**	**1.126**	**1.122**	**9.351**	**8.678**
Norteamérica y Brasil……	3.747	614	2.911	63	517	435	3.081	3.093
Norte de Africa……..	1.019	719	642	372	97	241	978	1.121
Resto del Mundo……..	2.209	1.748	560	346	512	446	5.292	4.464
Ajustes……	(62)	(93)	-	-	-	-	-	-
**GNL…….. **	**1.332**	**1.028**	**105**	**(61)**	**82**	**125**	**4.238**	**3.195**
**Downstream…….. **	**36.363**	**32.838**	**1.304**	**1.022**	**1.613**	**1.649**	**17.524**	**15.168**
Europa……..	33.624	30.493	1.182	800	1.474	1.583	16.290	13.311
Resto del Mundo…….	4.735	3.887	122	222	139	66	1.234	1.857
Ajustes…….	(1.996)	(1.542)	-	-	-	-	-	-
**YPF(1)…… **	**11.102**	**8.678**	**1.453**	**1.021**	**1.548**	**956**	**12.446**	**10.928**
**Gas Natural SDG…….. **	**6.161**	**4.652**	**881**	**748**	**636**	**5.060**	**13.344**	**13.484**
**Corporación y otros ajustes…. **	**(1.441)**	**(1.152)**	**(235)**	**(267)**	**101**	**91**	**10.728**	**6.630**
TOTAL	**60.430**	**49.032**	**7.621**	**3.244**	**5.106**	**9.003**	**67.631**	**58.083**

(1) Las magnitudes correspondientes a YPF se han generado fundamentalmente en Argentina.

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
España	25.976	24.224
Unión Europea	5.693	4.427
Países OCDE	3.024	2.259
Otros países	20.842	16.367
TOTAL	**55.535**	**47.277**

(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas Cuentas Anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2010 y 2009. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

Adquisiciones en 2010

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área productiva Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo, como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A.. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó, a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán.

Con ello, Repsol hizo efectivo 173 millones de dólares (131 millones de euros) de notas de crédito recibidas durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas, así como una cuenta a cobrar con PDVSA por importe de 34 millones de dólares (26 millones de euros). Dicho importe se refiere en su totalidad a los activos materiales adquiridos como consecuencia de la asignación. Como consecuencia de la transacción no se ha generado un fondo de comercio (ver nota 2).

El importe del resultado neto del período aportado por la incorporación del área Barúa-Motatán desde la fecha de adquisición ha ascendido a 36 millones de dólares (28 millones de euros).

El 10 de febrero de 2010 el MENPET ha adjudicado el área Carabobo 1 al consorcio liderado por Repsol (11%) con sus socios Petronás (11%), OVL (11%) e Indoil (7%). La CVP venezolana mantendrá el restante 60% de participación. Para la gestión de este área se ha constituido la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. Este proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la faja petrolífera del Orinoco. El resultado registrado en el ejercicio 2010 por esta sociedad ha sido inferior a 1 millón de euros.

Adquisición de Unión Fenosa en 2009

Los importes citados en este apartado relativos a la adquisición por parte de Gas Natural de la participación en Unión Fenosa se detallan teniendo en cuenta la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa y que a la fecha de adquisición ascendía al 30,89%, excepto por los porcentajes, que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural Fenosa.

Gas Natural SDG, S.A. poseía a 31 de diciembre de 2008 una participación del 14,7% sobre el capital social de Unión Fenosa, S.A., (9,9% adquirido al grupo ACS el 5 de agosto de 2008, de acuerdo al contrato de compraventa de acciones suscrito al 30 de julio de 2008 y 4,7% adquirido a Caixanova el 12 de diciembre de 2008), que se mantenía registrada en el epígrafe Activos financieros disponibles para la venta y cuyo coste de adquisición ascendía a 756 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, en 2008, Gas Natural suscribió diversos contratos de *Equity Swap* y un contrato de compraventa con Caja Navarra que le conferían el derecho a adquirir en 2009 el 9,7% de los derechos de voto de Unión Fenosa, a un precio medio de 17,33 euros por acción. Estos contratos se registraron por su valor razonable como derivados financieros en el epígrafe "Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados" (ver notas 12 y 21).

De acuerdo con lo mencionado en el contrato de compraventa de acciones suscrito con el grupo ACS, la adquisición del resto de su participación, que suponía un 35,3% del capital social de Unión Fenosa, quedaba sujeta a la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades en materia de Competencia autorizando su transmisión. El 26 de febrero de 2009, una vez recibida la autorización, Gas Natural adquirió dicho 35,3% adicional por un importe de 1.797 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Dado que Gas Natural alcanzó un porcentaje de derechos de voto del 50%, superior al 30%, quedó obligada a formular una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por la totalidad de los valores de Unión Fenosa, S.A. de los que no era titular, quedando mientras tanto limitados sus derechos políticos hasta el 30%, por lo que nombró 4 consejeros de un total de 20 consejeros en su Consejo de Administración.

Como consecuencia de su representación en el Consejo de Administración, Gas Natural adquirió una influencia significativa, por lo que a efectos contables, la participación en Unión Fenosa, S.A. se consideró como una participación en una empresa asociada y se consolidó en el grupo Gas Natural Fenosa por el método de la participación desde el 28 de febrero de 2009.

La OPA fue aprobada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 18 de marzo y el 21 de abril la CNMV notificó a Gas Natural Fenosa el resultado positivo de la misma, adquiriendo Gas Natural SDG, S.A. una participación adicional del 34,8% por importe de 1.771 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Durante el mes de abril de 2009, Gas Natural Fenosa adquirió unas participaciones adicionales del 10,1% como consecuencia de la liquidación de diversos contratos *equity swap* suscritos con anterioridad y del 0,3% como consecuencia de la liquidación de un contrato de compraventa suscrito en 2008, por un importe total de 532 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). A través de estas adquisiciones, Gas Natural alcanzó una participación total del 95,2% del capital de Unión Fenosa, S.A. por un importe acumulado, incluyendo los costes de

adquisición, de 4.880 millones de euros (importe correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa). El porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa, tras la OPA ascendía al 30,89%.

La Junta General de Accionistas celebrada el 26 de junio de 2009 aprobó el proyecto de fusión por absorción entre Gas Natural SDG, S.A. (como sociedad absorbente) y Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. (como sociedades absorbidas) a través de la disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas, traspasándose en bloque a la sociedad absorbente la totalidad de su patrimonio.

Con fecha 1 de septiembre, una vez cumplidos los plazos legales y obtenidas todas las autorizaciones necesarias, la fusión quedó inscrita en el Registro Mercantil, siendo ésta efectiva a partir de dicha fecha. Como consecuencia de las ecuaciones de canje aprobadas y revisadas por un experto independiente, Gas Natural SDG, S.A. emitió 26.204.895 acciones, emisión que fue únicamente dirigida a los intereses minoritarios de Unión Fenosa. Como consecuencia de esta ampliación de capital, la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa quedó fijada a partir del 1 de septiembre de 2009 en el 30,01%.

Como consecuencia de la culminación del proceso de adquisición, el 23 de abril de 2009, Gas Natural SDG, S.A. alcanzó la mayoría en el Consejo de Administración de Unión Fenosa, S.A. y tomó control efectivo para dirigir las políticas financieras y de explotación, si bien, a efectos contables se ha utilizado el 30 de abril de 2009, por considerar que la diferencia entre ambas fechas es poco significativa. Desde esta última fecha, la participación de Gas Natural en Unión Fenosa se consolida por el método de integración global. Gas Natural Fenosa consolida por integración proporcional en los estados financieros del Grupo.

Teniendo en cuenta que Gas Natural adquirió el control de Unión Fenosa en diversas adquisiciones, se registró aplicando lo indicado en la NIIF 3 para las combinaciones de negocios realizadas por etapas. De este modo, el coste total de la combinación fue la suma de los costes de las transacciones individuales y ascendió a 4.880 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). El fondo de comercio provisional se calculó por diferencia entre el coste y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de cada transacción. La diferencia de primera consolidación la constituye la suma de los fondos de comercio calculados en cada compra parcial y ascendió a 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa).

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de abril de 2009 y el fondo de comercio es el siguiente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa):

	Millones de euros
Coste de adquisición	4.860
Gastos de adquisición	20
Total precio de compra	**4.880**
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3.135
Fondo de comercio	**1.745**

	Millones de euros	
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible	1.031	141
Inmovilizado material	5.214	3.961
Activos financieros no corrientes	439	457
Activo por impuesto diferido	254	251
Otros activos corrientes	1.104	1.107
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	66	66
TOTAL ACTIVOS	**8.108**	**5.983**
Intereses minoritarios	449	389
Pasivos financieros no corrientes	1.719	1.999
Otros pasivos no corrientes	545	490
Pasivos por impuestos diferidos	784	177
Otros pasivos corrientes	1.326	1.323
TOTAL PASIVOS	**4.823**	**4.378**
Activos netos adquiridos	**3.285**	**1.605**
Variaciones patrimoniales hasta la fecha de control	**(4)**	
Intereses minoritarios	**(146)**	
Valor razonable de los activos netos adquiridos	**3.135**	
Precio de compra	**4.880**	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	66	
Precio de compra neto	**4.814**	

El importe del resultado neto consolidado aportado por Unión Fenosa en el ejercicio 2009 desde la fecha de adquisición ascendió a 119 millones de euros (importe proporcional a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2009, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo hubiera sido 667 millones de euros y 48 millones de euros (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa), respectivamente.

La asignación definitiva del precio de adquisición de Unión Fenosa al valor razonable de sus activos, pasivos y pasivos contingentes ha sido culminada en abril de 2010. Dicha asignación coincide con la utilizada en la elaboración de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009. En este proceso de valoración se utilizaron expertos independientes que han aplicado criterios de valoración generalmente aceptados.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Unión Fenosa a la fecha de la compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente básicamente a licencias de distribución eléctrica en España y Latinoamérica, los derechos de emisión de CO_2 y diversos contratos de aprovisionamientos de gas y otros derechos contractuales.
- Inmovilizado material correspondiente a centrales de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales térmicas, parques de generación eólica, redes de distribución eléctrica, yacimientos de carbón y otras instalaciones.

- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones mencionadas anteriormente por la parte que se estima que finalmente serán no deducibles.

El fondo de comercio resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a los beneficios y sinergias que se prevé que surjan como consecuencia de la adquisición e integración de Unión Fenosa en Gas Natural.

Otras adquisiciones en 2009

En marzo de 2009 el Grupo adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.), que posee el 20% del Bloque 16 en Ecuador, por importe de 66 millones de euros. Tras ello, la participación consolidada de Repsol en dicho Bloque asciende al 55%. Esta adquisición se enmarcó en el contexto de los acuerdos alcanzados con el Gobierno de Ecuador (ver nota 2).

(31) DESINVERSIONES

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por disminuciones y ventas de participaciones y otras desinversiones registrados en los ejercicios 2010 y 2009:

	Milones de euros	
	2010	2009
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	4.719	413
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	171	373
Otros activos financieros	170	307
Total desinversiones	5.060	1.093

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las disminuciones y ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2010 y 2009 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. A continuación se describen las principales operaciones llevadas a cabo por el Grupo durante estos dos ejercicios.

Activos de exploración y producción en Brasil

En diciembre de 2010, Repsol YPF y China Petroleum & Chemical Corporation ("Sinopec") culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en el mes de octubre para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, a través de la ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. realizada con fecha 28 de diciembre que ha sido suscrita íntegramente por Sinopec por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras completarse esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Brasil y Sinopec el 40% restante. En febrero de 2011 Repsol Brasil ha cambiado su denominación social por Repsol Sinopec Brasil, S.A. ("Repsol Sinopec Brasil").

Ambas compañías han suscrito un acuerdo de accionistas en el que queda reflejada su voluntad de desarrollar conjuntamente los citados proyectos, poniendo en común los medios necesarios y compartiendo determinadas decisiones estratégicas sobre políticas operativas y financieras, por lo que desde el 28 de diciembre de 2010 el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Esta transacción ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros) y una plusvalía de 3.757 millones de dólares (2.847 millones de

euros), registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado”. El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Los activos y pasivos correspondientes del grupo afectados por la citada transacción que han sido dados de baja con fecha 28 de diciembre de 2010 son los que se detallan a continuación:

En millones de euros	Coste de los activos netos
Activos no corrientes	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12
Otros activos corrientes	61
TOTAL ACTIVOS	**486**
Pasivos no corrientes	15
Pasivos corrientes	93
TOTAL PASIVOS	**108**
ACTIVOS NETOS	**378**

Adicionalmente se han dado de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que han sido registradas como menor resultado de la transacción por importe de 9 millones de euros.

Venta del 30% de participación en Alberto Pascualini Refap, S.A.

En diciembre de 2010, Repsol YPF ha vendido su participación del 30% en la sociedad Alberto Pasqualini Refap, S.A. (Refap) a Petrobras por importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Esta transacción ha generado una pérdida de 63 millones de euros, registrada en el epígrafe “Gastos por reversión de provisiones por deterioro y Pérdidas por enajenaciones de inmovilizado”. Esta operación se enmarca en la estrategia del Grupo de desinversiones en activos no estratégicos.

Los activos y pasivos que han sido dados de baja como consecuencia de la venta se detallan a continuación:

En millones de euros	Coste de los activos netos
Activos no corrientes	878
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	29
Otros activos corrientes	129
TOTAL ACTIVOS	**1.036**
Pasivos no corrientes	246
Pasivos corrientes	284
TOTAL PASIVOS	**530**
ACTIVOS NETOS	**506**

Adicionalmente se han dado de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, que ascendían a 182 millones de euros y han sido registradas como resultado de la venta.

Venta de participación en YPF

El 23 de diciembre de 2010 Repsol ha vendido a fondos gestionados por Eton Park Capital Management ("Eton Park") un 1,63% del capital de YPF y a fondos gestionados por Capital Guardian Truts Company y Capital International, Inc. ("Capital") un 1,63% adicional del capital social de YPF, cada uno de ellos por un valor de 250 millones de dólares (192 millones de euros).

Adicionalmente, Eton Park cuenta con opciones de compra de un 1,63% adicional del capital de YPF, ejercitables en una o varias veces hasta el 17 de enero de 2012. Repsol YPF, asimismo, ha otorgado a Capital una opción de venta en la parte proporcional de acciones adquiridas por Capital que excedan del 15% del free float de YPF, a 22 de diciembre de 2011, opción que puede ser ejercitada en cualquier momento desde dicha fecha hasta el 23 de enero de 2012.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2010 el Grupo ha vendido un 0,97% de las acciones que poseía en YPF a través de diversas ventas parciales por un importe total de 105 millones de euros.

Este proceso se enmarca en la estrategia de Repsol de desinvertir parcialmente en YPF para reequilibrar su portafolio de activos. Tras estas operaciones, la participación del Grupo Repsol YPF en el capital social de YPF al 31 de diciembre de 2010 asciende al 79,81%.

Estas ventas han supuesto un incremento del epígrafe "Intereses minoritarios" por importe de 305 millones de euros. La plusvalía antes de impuestos generada, que ha sido registrada en el epígrafe "Resultados de ejercicios anteriores", asciende a 139 millones de euros, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión acumuladas.

Adicionalmente, de acuerdo con los términos del acuerdo de venta de acciones de YPF suscrito entre Repsol YPF y Petersen Energía en febrero de 2008, este Grupo cuenta con

una opción de compra de un 10% de participación en la citada sociedad, ejercitable hasta el 21 de febrero de 2012.

Ventas de sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa

El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta de la rama de distribución de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y pymes y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en la relación con la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de abril de 2010 por un importe de 241 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 114 millones euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta (importes correspondientes a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Asimismo, en diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de diversas sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México, con una capacidad de generación total de 2.233 MW, y el Gasoducto del Río. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la transmisión del control del 100% de las sociedades se realizó el 3 de junio de 2010 por un importe de 304 millones de euros, generando una minusvalía bruta de 1 millón de euros, registrados en el epígrafe "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta (importes correspondientes a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Con fecha 2 de julio de 2009, Gas Natural Fenosa materializó la venta del 13% de Indra Sistemas, S.A. por importe 99 millones de euros. El 5% restante de la participación fue clasificada en 2009 como activo financiero mantenido para la venta (ver nota 12). La operación no tuvo impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta coincidió con el valor razonable de dicha participación a la fecha de la adquisición de Unión Fenosa. La participación en el resultado del ejercicio aportado por Indra Sistemas, S.A. en el ejercicio 2009 ascendió a 1,5 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

En diciembre de 2009 y, en el marco de actuaciones acordadas con la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural vendió al grupo Naturgas la rama de actividad de distribución de gas en al Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes domésticos y PYMES y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, así como las redes de distribución de alta presión en Cantabria, País Vasco y Asturias. Estos activos estaban registrados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde julio de 2009. El importe de la venta ascendió a 102 millones de euros y generó una plusvalía en 2009 de aproximadamente 15 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, en octubre de 2009 Gas Natural Fenosa acordó con Colener, S.A.S., Inversiones Argos y Banca de Inversión Bancacolombia, S.A. Corporación Financiera la venta de su 63,8% de participación en Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (EPSA). Estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde esa fecha (ver nota 11). La venta tuvo lugar en diciembre de 2009, una vez

obtenidas las autorizaciones precisas, por un importe de 207 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, excepto por los porcentajes).

Otras ventas

El 17 de diciembre de 2010 se ha materializado la venta del 35% de participación de Gas Natural Fenosa en la sociedad Gas Aragón, S.A. por importe de 23 millones de euros. Esta sociedad consolidaba en el grupo por el método de la participación y dicha venta ha generado una plusvalía antes de impuestos de 12 millones de euros registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado".

En noviembre de 2010, el Grupo Repsol YPF ha vendido a Enagás y otros accionistas minoritarios el 25% de su participación en Bahía Bizkaia Gas (BBG) por importe de 31 millones de euros aproximadamente, una vez descontados los dividendos percibidos. Esta venta ha generado una plusvalía bruta de 13 millones de euros, que ha sido registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

El 25 de marzo de 2010 Repsol YPF, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionarial de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 133 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta. Con esta operación Repsol YPF ha reducido su participación en CLH al 10%.

En febrero de 2010, Repsol YPF vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a la compañía Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). El acuerdo de compraventa correspondiente se alcanzó en 2009, ejercicio en el cual estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta. La venta de estos activos ha generado un resultado de 5 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

En el ejercicio 2010 se incluyen 70 millones de euros correspondientes al anticipo recibido en relación con el acuerdo de venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás, que a 31 de diciembre de 2010 figuran como activos no corrientes mantenidos para la venta, pendientes de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes (ver nota 11).

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendió a Caja Madrid la parcela en la que se sitúa un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma a esa fecha por un importe total de 815 millones de euros, de los cuales 570 millones de euros fueron registrados como desinversión en el ejercicio 2007. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometía a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. La entrega oficial del edificio al comprador tuvo lugar en el ejercicio 2009. Como consecuencia de esta entrega se produjo una desinversión adicional de 245 millones de euros y una plusvalía de 49 millones de euros, que figura en la línea "Ingresos por

reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio 2009.

Otros activos financieros

En abril de 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Indra Sistemas, S.A., participación que se encontraba registrada como activo financiero disponible para la venta tras la enajenación del 13% en 2009 descrita anteriormente. El importe de dicha venta ascendió a 38 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía de 1 millón de euros registrada en el epígrafe “Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros”.

En 2009 se enajenaron las participaciones de Unión Fenosa en Red Eléctrica Corporación, S.A. e Isagen por parte de Unión Fenosa, por importe de 32 millones de euros. Estas ventas no tuvieron impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta coincidió con el valor razonable a la fecha de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. Adicionalmente incluye 47 millones de euros en relación con la venta del 5% de participación en Enagás por parte de Gas Natural Fenosa que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, reduciendo los “Ajustes por cambio de valor” por el mismo importe (ver nota 12) (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, excepto por los porcentajes).

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son (ver nota 15.1):
   - Sacyr Vallehermoso, S.A. que tiene una participación total de 20,01%
   - Criteria Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa), que tiene una participación total directa e indirecta del 12,97% en Repsol YPF.
   - Petróleos Mexicanos (Pemex), que tiene una participación total del 4,81 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros.

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo: Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2010 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Gastos financieros	108	-	-	108
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	3	-	9	12
Recepciones de servicios	9	-	409	418
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.031	-	4.977	7.008
Otros gastos	10	-	1	11
TOTAL GASTOS	2.161	-	5.397	7.558
Ingresos financieros (1)	22	-	21	43
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	37	-	34	71
Venta de bienes (terminados o en curso)	174	-	1.257	1.431
Otros ingresos	5	-	52	57
TOTAL INGRESOS	238	-	1.369	1.607

	Millones de euros			
OTRAS TRANSACCIONES	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos** (4)	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	59	-	-	59
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	-	-	324	324
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	-	1
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	53	-	-	53
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	734	-	6	740
Garantías y avales prestados	133	-	416	549
Garantías y avales recibidos	40	-	-	40
Compromisos adquiridos (3)	132	-	20.100	20.232
Compromisos / garantias cancelados	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	269	-	-	269
Otras operaciones (5)	3.044	-	-	3.044

(1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
(2) Incluye líneas de crédito por importe de 632 millones de euros con el Grupo Caixa.
(3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
(4) Dividendos distribuidos y préstamos a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
(5) Incluye inversiones a corto plazo por importe de 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 millones de euros y de tipo de interés por 711 millones de euros con el Grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2009 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Gastos financieros	5	-	-	5
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	8	10
Recepciones de servicios	6	-	370	376
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.081	-	4.783	6.864
Otros gastos	9	-	12	21
TOTAL GASTOS	2.103	-	5.174	7.277
Ingresos financieros (1)	23	-	23	46
Contratas de gestión o colaboración	-	-	6	6
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	36	-	26	62
Venta de bienes (terminados o en curso)	323	-	910	1.233
Otros ingresos	4	-	57	61
TOTAL INGRESOS	386	-	1.023	1.409

	Millones de euros			
OTRAS TRANSACCIONES	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos** (4)	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	11	-	-	11
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	-	-	345	345
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	3	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	1	1
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	915	-	3	918
Garantías y avales prestados	151	-	377	528
Garantías y avales recibidos	50	-	-	50
Compromisos adquiridos (3)	98	-	43.750	43.848
Compromisos / garantias cancelados	(1)	-	-	(1)
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	750	1	-	751
Otras operaciones (5)	2.482	-	-	2.482

(1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
(2) Incluye líneas de crédito por importe de 403 millones de euros con La Caixa.
(3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
(4) Dividendos distribuidos y préstamos a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
(5) Incluye inversiones a corto plazo por 747 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 736 millones de euros y de tipo de interés por 806 millones de euros con La Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. Las ventas realizadas a partes vinculadas se realizan de acuerdo con los criterios descritos en la nota 3.3.22 de políticas contables.

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,779 millones de euros, lo cual representa 0,14% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar a retribuir a los miembros del Consejo de Administración en cada ejercicio una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2010 y 2009, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2010	2009
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,910 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Pemex Internacional España, S.A.	172.287	172.287	-	-	43.072	387.646
Carmelo de las Morenas	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Henri Philippe Reichstul	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Paulina Beato	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Javier Echenique	172.287	172.287	86.144	-	-	430.718
Artur Carulla	172.287	172.287	-	43.072	-	387.646
Luis del Rivero	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan Abelló	172.287	-	-	-	43.072	215.359
José Manuel Loureda	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
Luis Carlos Croissier	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Isidro Fainé	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan María Nin	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
Angel Durandez	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Mª Isabel Gabarró	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2010 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,269 millones de euros, correspondiendo 2,310 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,959 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo. Dichas remuneraciones coinciden con las percibidas en el ejercicio 2009 por este mismo concepto.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, está última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2006-2009, percibidas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,620 millones de euros. Las percepciones recibidas por D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, han ascendido a 0,666 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,536 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	78.981	265.650	-	344.631
Luis Suarez de Lezo	77.554	103.500	9.921	190.975

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las

aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2010 a 2,784 millones de euros. Corresponden 2,496 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,288 millones de euros a D. Luís Suárez de Lezo.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2010, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3) Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo III, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Finalmente, ninguno de los miembros del Consejo de Administración se encuentra afectado por situación alguna de conflicto, directo o indirecto, con el interés de Repsol YPF, S.A.

33.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol YPF considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 6 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2010, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1)

de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2010, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 11,693 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Concepto	Millones de Euros
Sueldo	4,973
Dietas	0,345
Remuneración Variable	5,902
Remuneración en Especie	0,473

c) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2010, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,328 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2010 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en nota 3.3.17 y nota 18), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,443 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol YPF.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2010, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,226 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,80% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5) Indemnizaciones al personal directivo

En 2010, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la Compañía por extinción de contrato y pactos de no concurrencia ascienden a 7,592 millones de euros.

33.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Adicionalmente, a los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver epígrafe 33.4.a) se le reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver epígrafe 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

(34) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS

Garantías

A 31 de diciembre de 2010 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 10 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 34 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 10 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 10 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 75 millones de euros.
- Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., sociedad que fue constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita en Perú, así como un gasoducto. Repsol YPF ha otorgado garantías de puesta en operación total del proyecto y de precio, que cubrirán la diferencia que pueda existir entre el precio al cual se compre el gas natural y el precio al que esta compañía venda el GNL. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada

uno en la proporción de su participación en el endeudamiento incurrido para el desarrollo del mismo, (en el caso de Repsol YPF el importe total estimado en su proporción es de 470 millones de dólares (aproximadamente 352 millones de euros).

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2010 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Compromisos	2011	2012	2013	2014	2015	Ejercicios posteriores	Total
Arrendamientos operativos (1)	**532**	**429**	**288**	**228**	**198**	**1.508**	**3.183**
Trasnsporte - Time Charter (2)	225	184	127	74	53	592	**1.255**
Arrendamientos operativos (3)	307	245	161	154	145	916	**1.928**
Compromisos de compra	**5.354**	**5.396**	**5.414**	**4.815**	**4.454**	**36.450**	**61.883**
Crudo y otros	880	290	222	209	211	311	**2.123**
Gas natural (4)	4.474	5.106	5.192	4.606	4.243	36.139	**59.760**
Compromisos de inversión (5)	**2.277**	**622**	**299**	**97**	**104**	**2.810**	**6.209**
Prestación de servicios	**1.299**	**593**	**303**	**293**	**268**	**1.411**	**4.167**
Compromisos de transporte (6)	**193**	**169**	**166**	**166**	**156**	**1.095**	**1.945**
TOTAL	**9.655**	**7.209**	**6.470**	**5.599**	**5.180**	**43.274**	**77.387**

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

(1) Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2010 y 2009, ascienden a 659 y 522 millones de euros, respectivamente.

(2) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 42 buques tanque (tres de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo y productos petrolíferos, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2011 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 178 millones de euros para el ejercicio 2011. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero para el transporte de gas natural licuado por importe de 47 millones de euros.

(3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 812 millones de euros.

(4) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 22.543 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 7.077 millones de euros, en Perú por importe de 18.449 millones de euros y en Canadá, por importe de 10.618 millones de euros.

(5) Este importe recoge compromisos en relación con la renovación de las concesiones de explotación de YPF por importe de 2.789 millones de euros.

(6) Incluye 422 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato. Además se incluyen 1.219 millones de euros por el transporte de gas natural a otros países del Grupo Gas Natural Fenosa.

Venta	2011	2012	2013	2014	2015	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	**8.297**	**4.489**	**4.459**	**4.177**	**3.241**	**23.952**	**48.615**
Crudo y otros	4.803	1.410	1.303	1.160	1.071	4.659	**14.406**
Gas natural (1)	3.494	3.079	3.156	3.017	2.170	19.293	**34.209**
Compromisos de transporte	**22**	**22**	**22**	**22**	**22**	**88**	**198**
Prestación de servicios	**536**	**486**	**353**	**374**	**343**	**2.492**	**4.584**
Arrendamientos (2)	**130**	**79**	**78**	**66**	**63**	**88**	**504**
TOTAL	**8.985**	**5.076**	**4.912**	**4.639**	**3.669**	**26.620**	**53.901**

(1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 14.540 millones de euros, en Argentina por importe de 4.271 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 2.918 millones de euros, en España por importe de 2.785 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 7.243 millones de euros.

(2) Corresponde fundamentalmente instalaciones para el almacenamiento de petróleo y otros productos por importe de 224 millones de euros, activos de fibra óptica, por importe de 76 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 46 millones de euros.

Contingencias

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa a la posición financiera o a la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

A 31 de diciembre de 2010, el balance consolidado de Repsol YPF incluye una provisión por litigios por un importe total de 759 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—"Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "Otras provisiones" de la nota 17, excepto por 102 millones de euros, correspondiente a provisiones registradas en relación con litigios de YPF Holdings en Estados Unidos descritos más adelante, que se encuentran recogidos en el epígrafe "Provisiones de medio ambiente" (ver notas 17 y 35).

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. ("YPF Holdings"), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation (**"Maxus"**) de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company (**"Chemicals"**) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (**"Occidental"**), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha

fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2010, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 111 millones de euros, de las cuales 102 millones de euros se han clasificado como provisiones medioambientales (ver nota 35). YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales adicionales a las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra Solutions Inc. (**"Tierra"),** sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey.- Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la "**EPA**"), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (Department of Environmental Protection, el "**DEP**") y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos incluyen un *consent decree* (procedimiento acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios en nombre de Occidental en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic.

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el **"FFS"**) que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde 0, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y se

estima que emitirá una propuesta modificada de remediación durante el tercer trimestre de 2011. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento en dos fases y cuyo coste se estima sea de aproximadamente 80 millones de dólares (60 millones de euros), de los que 22 millones de dólares (16 millones de euros) han sido abonados en una cuenta "trust" para financiar los trabajos. No obstante, durante el primer trimestre de 2010 se ha emitido una carta de crédito que reemplaza la obligación de depositar fondos adicionales en el "trust". Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En diciembre de 2005, el DEP y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían de tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas. El DEP no ha incorporado importes en sus reclamaciones, pero: (a) sostuvo que el tope de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no debería ser aplicable; (b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remoción, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, y (c) notificó a Maxus y Tierra que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos. De forma paralela a este litigio, un mediador había iniciado la preparación de un plan de trabajo para un proceso de solución alternativo de la disputa, pero fue descartado debido a que las partes no consiguieron llegar a un consenso en ciertos aspectos básicos de la cuestión.

En Octubre de 2010 algunos demandados plantearon varias mociones para suspender el juicio respecto de ellos "motions to sever and stay" que habilitaría al Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey para proceder contra los demandados directos, las cuales, no obstante, han sido rechazadas; así como "motions to dismiss" (falta de legitimación pasiva) las cuales fueron denegadas en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron esta decisión, por lo que el juez que preside la causa llevará a cabo audiencias en marzo y abril para tratar dichas apelaciones. El siguiente paso consistirá en la preparación de la planificación del procedimiento (*Trial Plan*) que establecerá el calendario a seguir, desde la prueba hasta el juicio. A la fecha de estas Cuentas Anuales no es posible determinar cuándo tendrá lugar el primero de los juicios.

Condados de Hudson y Essex, New Jersey.- Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores,

en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato ferroso (**"COPR"**) provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (15 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros 2 fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (15 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de CORP en diversos lugares no incluidos inicialmente en el consent decree anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (4 millones de euros) y procederá a la limpieza de 3 lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros). Además, en marzo de 2008 el DEP aprobó un plan provisional para los trabajos que lleve a cabo Tierra en el emplazamiento de la planta de Kearny, y los que lleven a cabo Tierra en conjunto con otras partes en las proximidades de la planta de Kearny. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a Tierra y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RI/FS (*Remedial Investigation / Fisability Study*) para este emplazamiento. Las partes involucradas enviaron su respuesta y esperan discutir con la EPA el alcance de estos trabajos. A la fecha, se desconoce si trabajos adicionales a los acordados con el DEP serán requeridos.

Otras antiguas plantas y plantas de terceros.- Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada; algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

Litigio de Dallas Occidental contra Maxus.- En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el "Agente Naranja" (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha rembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una reserva por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones vinculadas con el "Agente Naranja" pueda tener un impacto sustancial en su situación financiera.

Concretamente, en relación con la evolución del litigio relativo al ***"Agente Naranja"***, que puede verse afectado por esta demanda, el tribunal del distrito de Estados Unidos, resolvió a favor de los demandados en juicios rápidos en algunos de estos casos. Los demandantes apelaron estas sentencias ante el *Second Circuit Court of Appeals* que

reafirmó las sentencias emitidas. En marzo de 2009, la Corte Suprema declinó atender posteriores reclamaciones. Todos los litigios relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009. Si bien es posible que futuras reclamaciones sobre este asunto sean presentadas en el futuro por terceros no conocidos a la fecha, no anticipamos obligaciones futuras significativas al respecto.

Adicionalmente, el resto de las reclamaciones recibidas y que han sido rechazadas, tienen relación con potenciales afecciones ocasionadas por la exposición de las personas al ***VCM*** y otros productos químicos, si bien se ha estimado que los mismos no generarán obligaciones significativas. Sin embargo, la declaración de responsabilidad implica responsabilidad sobre las reclamaciones futuras, de existir, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen.

ARGENTINA

Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino.- En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (la "CNDC") - Mercado del gas licuado de petróleo.- La Resolución 189/99 del anterior Ministerio de Industria, Comercio y Minas de Argentina impuso a YPF una multa fundada en la alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencias entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior entre 1993 y 1997. Adicionalmente la CNDC inició un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada durante el período comprendido entre 1993 y 1997 y que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC completó su investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables. Con fecha 22 de diciembre de 2009 la Sala IV de Casación rechazó el recurso interpuesto por YPF sobre su alegación de prescripción. Se encuentra pendiente de resolución el Recurso Extraordinario interpuesto ante la Corte.

Adicionalmente, con fecha 21 de diciembre de 2009 YPF ha presentado ante la CNDC una nueva alegación de prescripción, la cual fue desestimada por la CNDC. En base a esto último, se interpuso el correspondiente recurso de apelación para que intervenga la Sala B de la Cámara Penal Económico, donde se presentó el memorial de agravios el 7 de octubre del 2010.

Con fecha 22 de diciembre de 2010 YPF fue notificada de la Sentencia favorable, mediante la cual la Sala B de la Cámara Penal Económico resuelve revocar la decisión de

la CNDC y ordena el archivo de las actuaciones. Hasta la fecha la resolución no se encuentra firme.

Mercado del Gas Natural. Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las restricciones constituyen un supuesto de fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Algunos clientes de YPF, como Electroandina S.A. (Electroandina) y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (Edelnor) han rechazado el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto, habiéndose opuesto YPF a dichas reclamaciones.

El 5 de noviembre de 2010 YPF y Edelnor y Electroandina suscribieron un Acuerdo de Resolución de Disputas a través del cual, sin reconocer hechos ni derechos, YPF compensa a Edelnor y a Electroandina por un importe sustancialmente inferior al reclamado originalmente y se acuerda transar las disputas sometidas al procedimiento arbitral que se encontraba en curso, conviniendo: a) el desistimiento y renuncia a todas las acciones, derechos y pretensiones relacionado con el contrato de compraventa de gas natural, y b) la modificación de las condiciones de venta del gas natural convirtiendo al mismo en interrumpible. Con fecha 07 de enero de 2011 se ha notificado a YPF la aprobación por la Secretaría de Energía por lo cual dichos acuerdos han entrado en vigor.

Adicionalmente ***AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AESU")*** ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (21 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la "CCI") notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhía de Gás do Estado do Río Grande do SUL ("Sulgás") contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (787 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a

la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar. El 1 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión, se establecieron las reglas del procedimiento y se dispuso la bifurcación del procedimiento a los efectos de decidir con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. YPF presentó sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 29 de octubre de 2010 y AESU respondió el 30 de noviembre de 2010 rechazando dichas objeciones y afirmando la competencia del Tribunal Arbitral. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de laudar respecto de su competencia.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (**"TGM"**) solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural. El 1 de octubre de 2010 se firmó un acta en el cual se fijaron las pretensiones de las distintas partes involucradas en el arbitraje así como las reglas del procedimiento que deberá seguir dicho arbitraje.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de Julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (13 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (274 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF. El Tribunal Arbitral ha sido constituido y con fecha 10 de junio de 2010, YPF presentó sus alegaciones ante el Tribunal Arbitral solicitando que dicho Tribunal declare su no competencia para conocer la reclamación. En el caso de que esta petición sea rechazada, YPF solicita al Tribunal Arbitral que suspenda el procedimiento hasta que el procedimiento arbitral actualmente en curso contra TGM, AESU, y Sulgás sea resuelto. El 14 y el 15 de septiembre de 2010 el Tribunal Arbitral mantuvo sendas audiencias con YPF y TGM para determinar su competencia, que aún no ha sido determinada.

El 11 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión fijando las pretensiones de las partes en el Arbitraje y se fijaron las reglas del procedimiento que deberá seguir el Arbitraje y se ha dispuesto la bifurcación del procedimiento a los efectos de resolver con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. AESU y TGM presentaron sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 22 de noviembre de 2010 e YPF rechazó dichas objeciones, afirmando la jurisdicción del Tribunal Arbitral para responder a todas las cuestiones planteadas el 20 de diciembre de 2010. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de emitir su laudo respecto de su competencia.

Asimismo, existen ciertas reclamaciones en relación con pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones. En este orden, una de las partes involucradas inició un proceso de mediación con fin de determinar la procedencia de los mismos. Habiendo finalizado este procedimiento de mediación sin que se llegara a un

acuerdo, YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual ***Transportadora de Gas del Norte S.A. (*****"TGN"**) reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagadas, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios. YPF ha procedido a responder a las reclamaciones mencionadas. Adicionalmente, recientemente la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte aduciendo la culpabilidad de YPF fundamentándose en la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte mencionada anteriormente, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios. De acuerdo con la estimación de YPF, las reclamaciones recibidas hasta la fecha no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Adicionalmente, dentro de lo mencionado en el párrafo anterior, el 8 de enero de 2009, YPF también presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

Compañía Mega S.A.- YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina.

Investigaciones de la CNDC.- El 17 de noviembre de 2003, y dentro del marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual, según la CNDC, YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del coste de adquisición; y (b) los intentos frustrados de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF fue notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido infracción alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

Reclamaciones Medioambientales en La Plata.- Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y medioambientales, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. YPF considera que, al amparo de la Ley Nº 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

Cabe agregar que, con fecha 25 de enero de 2010, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), el cual funciona bajo el ámbito del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF S.A. establecida en el artículo 9 de la Ley 24.145 de privatización de YPF.

Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. ("EDF").- En julio de 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la CCI, en el que reclama que, de conformidad con el contrato de compraventa de acciones de 30 de marzo de 2001, EDF tenía derecho a una revisión en el precio como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso argentino que, según EDF, tuvieron lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2001. El laudo arbitral, de 22 de octubre de 2007, estimó la reclamación de EDF aceptando también, sin embargo, la reconvención formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 29 millones de dólares (22 millones de euros). Frente al laudo, YPF interpuso un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y un recurso de nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo comercial, que en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tenía efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. Con fecha 9 de diciembre de 2009 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial resolvió los recursos de nulidad deducidos por las partes, declarando la nulidad del laudo arbitral respecto de la condena a YPF S.A. a pagar una indemnización por daños y perjuicios a EDF, así como declarando también la nulidad respecto de la condena a EDF de abonar una indemnización a YPF S.A. Con fecha 8 de febrero de 2010 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por la parte actora contra esta resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial que ha sido desestimado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación. Contra esta desestimación EDF ha interpuesto recurso de queja, que también ha sido rechazado y, en

consecuencia, la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial ha quedado en firme.

Por otra parte, se ha notificado a YPF la acción presentada por EDF en París solicitando igualmente la ejecución del laudo arbitral en Francia. Sin perjuicio del fallo de la Corte Suprema de Argentina, un fallo en Francia accediendo a la ejecución del laudo arbitral podría ser ejecutado si YPF tuviera cualesquiera bienes en dicha jurisdicción. Adicionalmente, YPF ha sido notificada el 2 de diciembre de 2010 de la existencia de un proceso de ejecución del laudo arbitral en Chile y el 13 de diciembre de 2010 de la existencia de otro proceso de ejecución en Brasil. YPF está analizando las acciones que tomará para que se desestimen dichas ejecuciones.

No obstante lo mencionado en el párrafo precedente, y teniendo en consideración que la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial ha quedado en firme, según se menciona anteriormente, YPF considera que la resolución final de las controversias planteadas no tendrán un efecto adverso para dicha sociedad.

Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.- La eficacia de ciertas autorizaciones de exportación de gas natural, relacionadas con la producción en la Cuenca Noroeste, otorgadas a YPF en virtud de las resoluciones de la Secretaría de Energía números 165/99, 576/99, 629/99 y 168/00 están siendo sometidas a un análisis por parte de dicha Secretaría para determinar la existencia de suficientes reservas adicionales de gas natural descubiertas o desarrolladas por YPF en dicha cuenca. El resultado de este análisis es incierto y podría tener un efecto adverso sobre el desarrollo de los contratos de exportación de gas natural relacionados con tales autorizaciones que, a su vez, podría determinar importantes costes y responsabilidades para YPF. YPF ha presentado ante la Secretaría documentación que permite la continuación de las exportaciones de acuerdo con la Resoluciones 629/1999, 565/1999 y 576/1999 (los **"Permisos de Exportación"**). Los Permisos de Exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina, los cuales han sido objeto de modificaciones según se menciona en el apartado "***Mercado del gas natural"*** de esta misma nota, habiéndose convertido los mismos en contratos con condición de entrega "interrumpible" por parte de YPF. YPF no ha recibido respuesta alguna de la Secretaría de Energía. El expediente se encuentra pendiente de decisión por parte de la Secretaría de Energía. Si ésta concluyera que las reservas no son suficientes para continuar con el cumplimiento de los compromisos de exportación, y otros compromisos, podría declararse la caducidad de uno o más de los Permisos de Exportación, lo que tendría consecuencias directas en los contratos de exportación relacionados con los Permisos de Exportación.

El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE Nº 1009 (la **"Nota"**) por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las *reservas en Área Ramos* en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE Nº 169/97 (la **"Autorización de Exportación"**). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y Gas Atacama Generación, por un volumen máximo diario de 530.000 m3/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación. El 15 de septiembre de 2006, YPF presentó una contestación a la Nota con sus alegaciones. YPF y Gas Atacama Generación han alcanzado un acuerdo de reestructuración integral del contrato.

Asociación de Superficiarios de la Patagonia (la "ASSUPA").- En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (410 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley Nº 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados. Hasta el momento se han presentado las Provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han presentado sendas declaraciones de *excepción de incompetencia*, las cuales han sido contestadas por la actora, encontrándose actualmente pendientes de resolución.

Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud.- Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley Nº 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió además que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley No.22.145 y el Decreto No. 546/1993.

Reclamaciones Medioambientales en Quilmes.- Residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que

recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la demanda, con la finalidad de que el Gobierno indemnice a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El Gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo ésta ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 30 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 17 millones de pesos (3 millón de euros).

Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro.- El 15 de mayo de 2008, fue notificada a YPF la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación. En diciembre 2009, YPF presentó prueba de la documentación solicitada.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 “MP” por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del período de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones planteadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba. Finalmente, el 16 de septiembre de 2010 solicitó la finalización de este litigio basándose en: (a) los importes invertidos para cumplir con las obligaciones de la concesión entre 2007 y 2010 y (b) las acciones llevadas a cabo en relación con las obligaciones medioambientales.

Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios.- La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 321 millones de pesos argentinos (61 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

ECUADOR

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, entre ellas Repsol YPF Ecuador S.A., el operador del bloque, interpusieron 4 reclamaciones contra PetroEcuador ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el **"CIADI"**) en relación con ciertas controversias, entre otras, relativas a la aplicabilidad de ciertos ajustes en el cálculo de la participación. El 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (**"PetroEcuador"**) y Repsol YPF Ecuador, S.A., por medio de la cual se compensaron créditos recíprocos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, poniéndose fin a 3 de las 4 controversias.

La reclamación pendiente, en relación con la Ley 2006-42, se refiere a la aplicación del nuevo impuesto mínimo del 50% sobre los beneficios extraordinarios. Sin perjuicio del procedimiento de arbitraje internacional y de las medidas cautelares solicitadas por Repsol YPF Ecuador, S.A., el Gobierno de Ecuador avanzó un proceso coercitivo iniciado por Petroecuador, exigiendo el pago de los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2006 y marzo de 2008, por un importe de 591 millones dólares (442 millones de euros), que fueron satisfechos bajo objeción. El 12 de marzo de 2009, tras un proceso de negociación, se suscribió un acuerdo de desembolso en relación con los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2008 y diciembre de 2008. Este acuerdo se llevó a cabo sin renunciar al proceso de arbitraje y con la condición de que, si tales pagos fueran reducidos, anulados o declarados inadmisibles por la decisión de un tribunal, un órgano de arbitraje, o de cualquier otra manera; o si, el derecho de Repsol YPF Ecuador S.A. a una indemnización fuese reconocido, Repsol YPF Ecuador S.A. podría poner fin a los pagos de cantidades pendientes en virtud de la Ley 2006-42. La firma de este acuerdo de desembolso suspendió el proceso coercitivo.

Conforme el calendario establecido en el acuerdo de desembolso, se han efectuado desembolsos por un importe total de 142 millones de dólares (106 millones de euros).

En cumplimiento de una resolución del tribunal arbitral del CIADI, de 17 de junio de 2009, se estableció que hasta el 12 de marzo del 2010, ni la República del Ecuador ni Petroecuador, ni ninguna otra entidad pública de la República del Ecuador, por sí o por medio de sus funcionarios o empleados, tomará ninguna acción contra o en relación con las demandantes, tendente a embargar o a ejecutar sus bienes o que pueda tener el efecto de paralizar o perjudicar severamente las actividades de las demandantes, sin darles aviso escrito de sus intenciones a las demandantes y al tribunal de arbitraje con al menos de 6 días hábiles de antelación. Con fecha 7 de mayo de 2010, el Tribunal resolvió ampliar hasta el 11 de marzo de 2011 la vigencia de las medidas cautelares solicitadas. En septiembre de 2010, la República de Ecuador presentó su memorial de contestación.

Al haberse negociado y suscrito con la Administración Ecuatoriana un nuevo Contrato de Servicios que sustituye al anterior Contrato de Participación, Repsol debe proceder a desistir del presente Arbitraje, conforme se había acordado en su día con el Gobierno Ecuatoriano (ver nota 2). El Tribunal arbitral del CIADI, mediante una resolución de fecha 9 de febrero de 2011, ha aceptado la petición de terminación del arbitraje efectuada conjuntamente y de común acuerdo por ambas partes, poniendo fin de modo definitivo a dicho proceso arbitral.

Hasta marzo de 2009, Repsol YPF tenía una participación del 35% en el Bloque 16 y

desde dicha fecha Repsol YPF es titular, directa e indirectamente, de una participación total del 55%

BRASIL

Existen reclamaciones administrativas de las Autoridades estatales brasileñas relativas a formalidades en la importación y circulación de equipos industriales para la exploración y producción de hidrocarburos en campos no operados por el Grupo Repsol. El importe de dichas reclamaciones que correspondería al Grupo Repsol por su participación en los consorcios no operados sería de 342 millones de euros.

TRINIDAD Y TOBAGO

El 1 de septiembre de 2008, BP America Production Company inició en Nueva York un procedimiento arbitral contra Repsol YPF bajo las reglas UNCITRAL, en relación con la supuesta obligación de Repsol YPF de compartir los ingresos incrementales (*incremental value*) derivados del desvío de cargamentos de GNL de los trenes 2 y 3 de Atlantic 2/3, en virtud de un acuerdo denominado Supplemental Agreement. El procedimiento arbitral se bifurcó en dos fases: la primera para definir cuál debería ser la interpretación del Supplemental Agreeement y la segunda para la determinación de las consecuencias económicas derivadas de la aplicación de dicho acuerdo. Con fecha 17 de noviembre de 2009 el Tribunal arbitral notificó a las partes el laudo parcial relativo a la primera de las fases del arbitraje, confirmando la pretensión de BP respecto a la interpretación del contrato. Con fecha 7 de junio de 2010 se ha firmado un acuerdo transaccional entre Repsol YPF y BP para poner fin al arbitraje.

ESPAÑA

Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009: El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 (actual artículo 101 TFUE) del Tratado UE a RCPP; BP, y CEPSA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, Recurso Contencioso-administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009, formalizando la demanda con fecha 29 de diciembre de 2010. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria. Asimismo y de forma paralela, ante la Sala de los Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional se formalizó demanda especial de protección jurisdiccional de derechos fundamentales.

ARGELIA

Litigio de Gas Natural Fenosa contra Sonatrach en relación con el contrato de suministro de gas*:* En relación con la controversia que Gas Natural Fenosa mantenía con Sonatrach sobre la revisión de precio de los contratos de suministro de gas que recibe de Argelia a través del gasoducto Magreb – Europa, en agosto de 2010 se notificó el laudo que finalizaba el procedimiento arbitral. El tribunal arbitral decidió el derecho de Sonatrach a un incremento de precio a partir de 2007. Los efectos retroactivos máximos facturados por Sonatrach ascenderían a un importe de 1.970 millones de dólares para el período hasta julio de 2010 (444 millones de euros teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). El laudo ha sido impugnado por Gas Natural Fenosa ante el Tribunal Federal de Suiza. Asimismo Gas Natural Fenosa ha solicitado la apertura del

proceso de revisión de precio de dichos contratos para tener en cuenta los profundos cambios ya producidos, así como la situación actual de los mercados mundiales y, en especial, del español; todo ello tal como se prevé en los correspondientes contratos.

En noviembre de 2010 el Tribunal Federal de Suiza concedió una medida cautelar en relación con el laudo dictado, de modo que queda suspendido hasta que dicho Tribunal decida sobre la impugnación presentada por Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa y Sonatrach están manteniendo negociaciones sobre las revisiones de precio previstas en dichos contratos, de las que se espera un resultado beneficioso para ambas partes que zanje definitivamente la mencionada controversia. En el caso de que no prosperara ninguna de las medidas emprendidas en relación con el citado laudo una parte del incremento de precios se repercutiría a determinados clientes, de acuerdo con los términos contractuales.

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Impulsamos la certificación ISO 14001 en nuestras instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

Como pieza clave del Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF cabe destacar la fijación anual de objetivos de medio ambiente, que enmarcados dentro de las líneas estratégicas de medio ambiente de la Compañía son aprobados por su Comité de Dirección. Las líneas estratégicas contemplan áreas críticas para la protección del medio ambiente, el liderazgo de la dirección, la mejora de la gestión, el control de los riegos y la minimización del impacto ambiental de actividades y productos. Además sirven para elaborar los planes de actuación de cada negocio, donde se incluyen las acciones necesarias para mejorar la gestión y dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivadas de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplaron en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “fin de línea” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

35.1) *Activos Ambientales*

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2010			2009		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	490	247	243	431	224	207
Agua	698	459	239	698	374	324
Calidad de productos	1.418	770	648	1.380	685	695
Suelos	295	131	164	281	89	192
Ahorro y eficiencia energética	550	179	371	467	155	312
Residuos	55	25	30	49	17	32
Otros	483	350	133	487	301	186
	3.989	2.161	1.828	3.793	1.845	1.948

El coste incluye 264 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2010 y 284 millones de euros a 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2010 destacan, las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames. Como proyectos singulares cabe mencionar, la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 26 millones de euros, el proyecto de mejora de la planta de tratamiento de aguas de la refinería de Petronor con una inversión de 7 millones de euros y el proyecto de mejora de la calidad de combustibles en la Refinería de La Pampilla (Perú) con una inversión ambiental de cuatro millones de euros.

Las principales inversiones medioambientales realizadas en 2009 se centraron en las mismas áreas que en 2010. No obstante, cabe mencionar como proyectos singulares, la continuación del proyecto de comercialización de biocombustibles en logística Argentina, con una inversión ambiental de 11 millones de euros, el proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 11 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con un inversión ambiental de 6 millones de euros.

También cabe destacar en 2009, el proyecto de mejoras del sistema de recogida de aguas pluviales en la refinería de Puertollano (España) que supuso una inversión ambiental de 13 millones de euros.

35.2) *Provisiones Ambientales*

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe "Provisiones de Medio Ambiente" (ver nota 17).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	221	237
Dotaciones con cargo a resultados	75	70
Aplicaciones con abono a resultados	(3)	(2)
Cancelación por pago	(50)	(70)
Reclasificaciones y otros movimientos	10	(14)
Saldo al cierre del ejercicio	254	221

Adicionalmente, la "Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF" establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe "Provisión por Desmantelamiento de Campos" cuyos saldos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascienden a 1.075 y 854 millones de euros respectivamente (ver nota 17).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2010 de las provisiones ambientales hay que destacar 102 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver nota 34).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3) *Gastos Ambientales*

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2010 y 2009 han ascendido a 356 y 347 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes "Aprovisionamientos" y "Otros gastos de explotación".

Estos gastos incluyen 177 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2 realizadas en 2010 (si bien, de acuerdo con lo descrito más abajo en el epígrafe 35.5 sobre las emisiones de CO_2, el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 5 millones de euros en 2010). Asimismo, en los ejercicios 2010 y 2009 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 27 y 22

millones de euros, respectivamente; la remediación de suelos y abandonos por importe de 46 y 30 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 33 y 32 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 21 y 20 millones de euros, respectivamente.

35.4) *Actuaciones futuras*

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, prevención y control integrado de la contaminación, responsabilidad ambiental, calidad de las aguas así como los residuos.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020 relativas a: la reducción en al menos un 20 % las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20 % de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20 % gracias a una mayor eficiencia energética.

- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO_2 relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

  Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20 % en 2020 respecto a los niveles de 1990. La reducción de derechos dentro del sistema de comercio supone un 21% menos respecto a niveles de 2005. Esta reducción de derechos deberá ser alcanzada de forma lineal anualmente y para ello se reducirán un 1,74 % al año los derechos de emisión.

  Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14ª Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial. Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el 100% de asignación gratuita.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los

combustibles durante su ciclo de vida.

La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida.

Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan hasta un 10% antes del 31 de diciembre de 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Esa reducción consistirá en un 6% mediante el uso de biocarburantes, un objetivo indicativo adicional del 2% mediante la captura y almacenamiento geológico y vehículos eléctricos, y un objetivo indicativo adicional del 2% mediante CER procedentes del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO_2 en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

  A nivel nacional, España ha comenzado la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 que establece obligaciones de información para los sectores que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

  La Ley incluye una disposición adicional sobre la revisión del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión, en la que se determina la obligación de que aquellos titulares de instalaciones que desarrollan actividades enumeradas en el Anexo de la propia Ley y que no se encuentren sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2008-2012 deberán presentar, antes de 30 de abril de 2010, a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, datos de emisiones correspondientes a los años 2007 y 2008.

  Por otro lado, mediante la Orden PRE/2827/2009 por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, se ha modificado la asignación a las diferentes actividades sujetas al régimen de comercio de emisiones, reduciendo la cuota asignada a la Reserva de Nuevos Entrantes a 6,058 millones de toneladas de CO_2.

  Adicionalmente, en 2010 se ha actualizado en la Unión Europea la legislación sobre Grandes Instalaciones de Combustión, así como la puesta al día de la Directiva sobre Prevención y Control integrado de la contaminación (IPPC) refundiendo además otras directivas existentes y la aprobación de la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales que contempla, entre otras cosas, nuevos valores límite de emisión más exigentes así como reforzamiento del proceso de determinación y aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD).

  Respecto a la responsabilidad ambiental, se presentó en España un borrador de Orden Ministerial sobre la exigibilidad de la garantía financiera y el orden de prioridad en el

que se contemplan todas las actividades industriales.

En cuanto a la calidad de las aguas, se ha presentado en España el proyecto de Real Decreto sobre normas de calidad ambiental cuya finalidad será transponer los aspectos contenidos en la Directiva 2008/105/CE. En concreto, establece normas de calidad ambiental (NCA) para las sustancias prioritarias y para otros contaminantes con objeto de conseguir un buen estado químico de las aguas superficiales. Asimismo, incorpora los requisitos técnicos sobre análisis químicos establecidos en la Directiva 2009/90/CE, es decir, los criterios mínimos que los métodos de análisis que se deberán aplicar para el seguimiento del estado de las aguas, sedimentos y seres vivos, así como las normas dirigidas a demostrar la calidad.

Está previsto que en breve se apruebe en España una nueva Ley de residuos que derogará a la presente Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos. El anteproyecto de Ley transpone la Directiva Marco de Residuos que se aprobó en la UE en 2008. Tiene como objetivos actualizar la legislación vigente, orientar la política de residuos conforme al principio de jerarquía y garantizar la protección de la salud humana y del medio ambiente, maximizando el aprovechamiento de los recursos y minimizando los impactos de su producción y gestión. Igualmente, esta Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de suelos contaminados.

Como novedades principales con respecto a la Ley 10/1998 destacan: la introducción de capítulos específicos dedicados a los subproductos y al concepto de fin de vida útil del residuo, la creación de una Comisión de coordinación en materia de residuos, como órgano de cooperación técnica y colaboración entre las distintas administraciones y la introducción del concepto de responsabilidad del productor del producto, por la que el productor debe aceptar la devolución de productos reutilizables, la entrega de los residuos generados tras el uso del producto y su correspondiente gestión.

35.5) *Emisiones de CO_2*

Durante los ejercicios 2010 y 2009 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 16,4 y 15,9 millones de toneladas de CO_2, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 216 y 246 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2011 por 16,7 millones de toneladas de CO_2.

En el ejercicio 2010 no se ha producido depreciación del valor de los derechos de emisión, al contrario que en el ejercicio 2009, en el cual se dotó una provisión de 50 millones de euros, que se vio compensada casi en su totalidad, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El resultado neto en el ejercicio 2010 por la gestión de CO_2 ha ascendido a un gasto de 5 millones de euros en 2010, mientras que en 2009 se registró un beneficio de 35 millones de euros.

Las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo están sujetas a limitaciones cada vez mayores sobre la cantidad de CO_2 que puedan emitir gratuitamente. Con el fin de minimizar el coste de cumplimiento con dichas limitaciones en el futuro, la Compañía tiene distintas inversiones comprometidas para la adquisición de créditos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC) a través de fondos de carbono (Fondo Español de Carbono gestionado por

el Banco Mundial y el Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool gestionado por Natsource). La contratación a futuro de créditos MDL y AC mediante fondos de carbono representa una oportunidad de disponer de créditos a un precio económico para el futuro cumplimiento.

Los compromisos que tiene Repsol YPF han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2010. Con estás adquisiciones, la inversión comprometida a final del ejercicio es de 52 millones de euros.

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2010, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 8,1 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,8 millones de euros.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(37) HECHOS POSTERIORES

Con fecha 22 de febrero de 2011 el Grupo ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) de sus *American Depositary Shares* (ADSs). En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

El 8 de febrero de 2011 se han amortizado el 100% de las participaciones preferentes de Repsol International Capital (RIC) que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente.

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2010

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	1.437,7	316,8	-	1.971,5
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	5,4	79,3	17,5	-	102,2
Repsol Biocarburantes Cartagena, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	99,97	100,00	0,5	-	(1,2)	-	(0,7)
Servicios Logisticos Combustibles de Aviacion	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Distribución de gas	I.P.	49,28	50,00	3,5	7,7	-	-	5,5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	0,1	1,9	1,5	-	3,4
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	8,5	14,2	7,2	-	14,9
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	0,4	0,2	-	-	0,6
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARSA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,20	100,00	0,1	2,4	3,7	-	6,2
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	164,6	22,2	-	186,9
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	(3,6)	(0,0)	-	(3,6)
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	133,4	81,7	40,4	-	255,4
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	104,2	-	89,8	-	48,5
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	104,2	3,3	87,2	(89,8)	26,2
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	188,6	-	-	-	41,9
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	-	8,8	83,8	(82,3)	2,3
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	4,0	16,2	9,3	-	29,5
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56,7	37,7	13,0	-	107,5
Repsol LNG, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol comercializadora de Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,1	(0,5)	(23,0)	-	(23,5)
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	21,6	(22,5)	0,0	-	(0,9)
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, SA	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2,0	0,2	0,2	-	1,6
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	1,0	(0,9)	(0,0)	-	0,0
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,1	24,9	45,8	-	70,7
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	661,7	57,8	-	778,2
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	(1,4)	-	-	(0,1)
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	15,1	12,4	11,9	-	33,6
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	0,0	(0,0)	-	0,2
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	0,0	0,8	0,7	-	0,6
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de GLP	P.E.	75,73	100,00	0,2	(0,6)	-	-	(0,3)
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	10,1	3,4	4,3	-	17,7
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	(0,1)	-	(0,1)
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,6	20,3	14,7	-	35,5
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,3	0,3	-	1,6
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	2,8	0,5	-	1,1
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	117,7	109,9	19,5	-	247,0
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	85,4	21,8	48,4	(46,5)	49,1
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	35,4	6,0	15,1	(4,5)	51,9
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	0,1	0,0	(0,0)	-	0,1
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Butano, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A./R. YPF Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,0	(0,1)	-	0,1
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo,S.A.	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	(3,9)	(0,7)	-	7,3
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	33,7	(21,4)	(7,9)	-	4,4
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	(1,4)	(1,1)	-	(1,4)
Vía Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,8	(0,2)	0,0	-	0,6
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	334,8	598,3	276,5	(192,4)	983,3
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	96,66	100,00	0,1	5,9	(1,9)	-	3,9
Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	8,4	18,0	19,0	-	43,9
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	(5,3)	0,6	-	4,6
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	0,1	5,1	1,0	-	1,3
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,1	1,8	0,1	-	0,6
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	0,0	0,3	0,1	-	0,4
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	67,67	70,00	1,5	0,5	0,5	-	1,7
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	7,3	22,0	10,0	-	38,0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	48,34	50,00	39,4	8,0	1,0	-	23,4
Terminales Canarios, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de pdtos. petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	19,8	1,6	1,9	-	11,3
Servibarna	España	RCPP		Arrendamiento de inmovilizado	I.G.	96,65	100,00	0,1	0,4	(0,1)	-	0,5
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	10,0	10,0	84,1	97,1	166,3	(161,8)	18,6
CLH Aviación, S.A.(3)	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	10,0	100,0	21,0	47,8	5,6	-	7,4
Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	13,1	8,7	-	22,0
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	0,5	0,2	-	1,5
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	319,4	42,5	-	420,9
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	(0,0)	0,2	-	0,4
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	3,7	2,1	-	5,8
Caiageste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,3	(0,3)	-	(0,0)
Abastecimientos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-	-	-	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,2	0,1	-	31,8
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	157,8	42,7	-	51,0
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petroleo, S.A	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	0,1	385,8	(83,4)	-	302,4
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	477,2	291,2	(180,2)	609,3
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de pdtos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	-	-	-	0,1
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.817,7	(151,3)	-	1.691,0
Repsol LNG Holding, antes se denominaba Repsol Exploración Trinidad, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	(0,5)	(10,2)	-	(8,9)
Gas Natural West Africa S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.		I.P.	72,05	100,00	7,7	(4,1)	(8,7)	-	(3,7)
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	5,0	(1,5)	-	5,4
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,0	(0,8)	(16,5)	-	(15,3)
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3,9	(8,8)	0,6	-	(4,3)
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,7	613,4	135,5	-	756,7
Akakus Oil Operation BV	Holanda	Repsol Exploración Murzuq,SA		Exploración y producción de Hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	0,1	-	-	0,0
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,7	76,2	31,5	-	112,4
Amodaimi Oil Company, Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	20,5	1,9	-	22,4
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	28,0	13,2	-	41,3
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	75,2	9,9	21,0	(5,5)	29,8
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Securé, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	0,2	(0,5)	-	1,6
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,6	177,7	35,5	-	228,8
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	1.215,8	(164,6)	(86,3)	-	193,0
TGP, S.A.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	155,9	285,3	59,6	-	50,1
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	-	(43,8)	-	(43,6)
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16,7	13,0	11,6	-	41,2
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	0,2	0,1	-	0,3
Repsol Exploración Kazakhstán, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,0)	(0,8)	-	(0,7)

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	-	(3,0)	(4,2)	-	(1,8)
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(0,3)	-	(0,1)
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	(1,4)	(1,3)	-	0,1
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-	(2,7)	-	(2,7)
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	257,0	(93,7)	(4,2)	-	159,2
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,6	6,2	-	-	21,8
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12,3	39,0	9,0	-	60,3
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	(6,9)	0,1	-	(6,8)
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1,5	174,1	(7,0)	-	84,3
Petroquiriquire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	4,1	1.016,1	126,5	-	458,7
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	100,1	1,4	-	61,1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	-	(0,3)	-	(0,2)
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	916,0	(1.355,2)	565,7	-	37,9
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG (2)	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	126,5	245,9	556,0	(561,3)	110,1
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,6	-	-	0,8
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	434,8	23,9	-	684,6
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	281,0	(250,6)	(4,9)	-	7,7
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.618,6	(143,8)	48,3	-	2.523,2
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	33,1	0,7	(3,3)	-	30,4
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.459,6	(114,2)	158,9	-	2.504,3
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	144,4	(62,4)	(41,8)	-	40,2
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,5	(14,8)	-	-	9,7
Repsol Louisiana Corporation	EEUU	Repsol USA Holdings Corp.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13,6	0,0	(2,8)	-	10,8
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,1	0,0	-	0,5
Repsol Exploración Liberia, BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producion	I.G.	100,00	100,00	-	4,3	(1,6)	-	2,7
Repsol Exploracion Norge	Noruega	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	16,6	(4,0)	-	12,8
Repsol E&P Canada LTD	Canadá	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8,1	(2,2)	(5,6)	-	0,3
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,4	0,0	(2,8)	-	(0,4)
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	0,0	(2,2)	-	(0,2)
Repsol Exploración Cendrawasih II, BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	0,0	(0,3)	-	0,6
Repsol Exploración Cendrawasih III, BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	(0,0)	0,1	-	1,0
Repsol Exploración Cendrawasih IV, BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Exploración y producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	(0,0)	0,1	-	1,0
Repsol LNG Offshore BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	11,0	(0,0)	-	11,0
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	93,8	89,1	3,7	-	186,7
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,5	0,1	-	1,0
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	110,0	65,8	26,8	-	103,4
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	62,8	2,1	14,5	-	40,5
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,5	0,5	1,9	-	4,9
Tucunaré Empreendimientos e Part. Ltda.	Brasil	Perú BV		Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	27,5	(0,1)	(0,9)	-	26,6
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Tucunaré Ltda.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	34,8	(34,8)	-	-	-
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,3	0,6	-	0,9
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	266,7	935,1	130,1	-	1.331,9
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	277,8	33,7	-	311,5
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	182,5	-	-	(157,2)	5,1
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	-	53,0	147,0	-	40,0
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	347,1	(306,2)	(0,7)	-	40,2
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,1)	(0,0)	-	(0,1)
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,0	(9,2)	(9,6)	-	(18,8)
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	91,8	57,3	-	612,8
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	0,3	58,3	11,9	-	70,4
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	59,5	8,8	-	81,8
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE		Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,3	6,7	1,8	-	13,8
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4,3	(2,0)	0,2	-	2,5
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	374,6	(92,5)	(106,2)	-	176,0
Occidental de Colombia, LLC	Colombia	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	286,2	204,8	(46,4)	111,2
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	(384,0)	2,1	-	(321,4)
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	(15,2)	(3,2)	-	(1,0)
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	8,3	(6,0)	-	5,2
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	4,3	0,2	-	2,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	3,1	6,4	-	13,2
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	P.E.	49,99	49,99	39,1	28,3	6,5	-	36,9
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	1,0	0,1	-	0,6
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de Productos Petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-
Repsol Polimeros LDA	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	303,3	(32,4)	(21,4)	-	249,5
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros Lda			I.G.	100,00	100,00	0,1	0,9	1,1	-	2,1
Repsol Electricidade e Calor,ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	-	-	0,0
Repsol Chemie Deutchland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,7	-	1,4
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	(3,0)	(0,5)	-	(3,5)
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	48,5	4,9	-	55,7
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A. / Repsol Exploración, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	30,13	921,8	9.585,8	1.201,3	(324,5)	3.430,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,13	100,00	1,0	19,0	48,0	-	20,5
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,13	100,00	95,0	24,0	(40,0)	-	23,8
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,87	72,60	-	144,0	158,0	(43,0)	56,7
Metragaz, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,78	72,30	3,0	1,0	1,0	-	1,1
BIS Suministro de Gas Sur, S.L (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
BIS Sumistro de Gas, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Comercial SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	6,0	14,0	-	7,2
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	31,0	57,0	-	27,1
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A.	Gas Natural Distribución, SDG, S.A.	Servicios	P.E.	8,74	29,00	-	-	-	-	-
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	5,0	1,0	-	2,4
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	17,0	(28,0)	-	(2,7)
Bluemobility System, S.L.	España	Gas Natural Servicios, SDG, S.A.		Servicios	P.E.	6,03	20,00	-	1,0	-	-	0,1
Unión Fenosa Comercial, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	10,0	101,0	190,0	(150,0)	45,5
Unión Fenosa Distribución, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	833,0	1.814,0	305,0	(351,0)	783,7
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	3,0	1,0	1,0	-	1,5
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	(1,0)	-	-
Electra del Jallas, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,10	99,90	-	40,0	6,0	(4,0)	12,6
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	Gas Natural SDG, S.A	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	13,53	44,90	16,0	53,0	-	-	9,3
Eléctrica Conquense, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	13,98	46,40	3,0	3,0	16,0	-	3,1
BIS Distribución de Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Galicia SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,68	62,00	33,0	10,0	6,0	-	9,2

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	12,0	41,0	19,0	-	21,7
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	28,62	95,00	27,0	19,0	10,0	-	16,0
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,15	90,10	6,0	79,0	25,0	-	29,9
Gas Natural Cegas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,04	99,70	25,0	68,0	30,0	-	36,9
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	86,0	869,0	299,0	(175,0)	325,1
Gas Natural Rioja, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,36	87,50	3,0	9,0	5,0	-	4,5
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	30,13	100,00	9,0	(5,0)	-	-	1,2
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S.L.		Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	11,15	37,00	-	-	-	-	-
Clover Financial and Treasury Services, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	720,0	46,0	(62,0)	212,1
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	7,0	-	2,1
Gas Natural Finance, B.V. (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	6,0	9,0	-	(7,0)	2,4
Natural Re, S.A. (2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,13	100,00	3,0	21,0	6,0	-	9,0
Unión Fenosa Acex Uk Holdings, Ltd. (2)	Reino Unido	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	19,0	(19,0)	-	-	-
Unión Fenosa Finance B.V. (2)	Paises Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Financiación S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	1,0	3,0	(2,0)	-	0,6
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc. (2)	Estados Unidos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Preferentes, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	-	731,0	15,0	(11,0)	221,4
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	(1,0)	16,0	-	5,7
Dawn Energy - Produção de Energia, Unipessoal Lda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Energy Way Produçao de Energía Lda (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Buenergía Gas & Power, Ltd. (2)	I. Cayman	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	28,62	95,00	-	(35,0)	32,0	-	(0,9)
EcoEléctrica Holding, Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	20,0	-	-	11,9
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	EcoEléctrica Holding, Ltd	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,31	47,50	1,0	-	-	-	0,1
EcoEléctrica Limited	I. Cayman	EcoEléctrica Holding, Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	19,0	69,0	(12,0)	19,9
La Energía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	11,0	3,0	9,0	-	6,9
UTE La Energía Gas Natural Electricidad (2)	España	La Energía, S.A		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	3,0	-	1,0	-	1,2
Lantarón Energía, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
M&D Generación 1, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Hispanogalaica de Extracciones, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Minería, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	11,0	175,0	2,0	-	56,6
Lignitos de Meirama, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Minería, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	23,0	15,0	2,0	-	12,1
Pizarras Mahide, S.L. (2)	España	Lignitos de Meirama, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	-	-	0,3
Unión Fenosa Minería B.V. (2)	Paises Bajos	Unión Fenosa Minería, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	143,0	6,0	(6,0)	43,1
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), LTD (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa Minería B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	52,0	15,0	(6,0)	18,4
Kangra Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD		Minería	I.P.	21,09	70,00	-	68,0	43,0	-	23,4
Gas Natural Transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	15,0	46,0	10,0	-	21,4
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,12	90,00	4,0	27,0	9,0	-	10,8
Petroleum Oil & Gas España, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	30,13	100,00	4,0	46,0	(3,0)	-	14,2
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios	I.P.	29,68	98,50	3,0	8,0	-	-	3,3
Cedifil Cored Wire, S.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	29,68	98,50	4,0	-	1,0	-	1,5
General de Edificios y Solares, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	34,0	54,0	3,0	-	27,4
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	20,0	(1,0)	8,0	-	8,1
M&D Energy Market, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento Energy, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	7,0	1,0	-	2,4
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A. (2)	Costa Rica	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U. (2)	Madagascar	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC (2)	Arabia Saudí	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	1,0	39,0	4,0	-	13,3
Socoin, S.A. (Guatemala) (2)	Guatemala	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, Guatemala, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Socoin Colombia, S.A.U. (2)	Colombia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Socoin México, S.A. de C.V. (2)	México	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	8,0	(2,0)	(4,0)	-	0,6
Socoin, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	-	-	0,3
Socoinve, C.A. (2)	Venezuela	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Soluziona Technical Services, Llc. (2)	Egipto	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Soluziona, S.A. (Bolivia) (2)	Bolivia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	12,41	41,20	4,0	16,0	5,0	-	3,1
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	90,0	327,0	11,0	-	129,0
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Boreas Eólica 2, S.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	27,00	89,60	3,0	5,0	2,0	-	2,7
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	20,49	68,00	3,0	1,0	1,0	-	1,0
Eólicos Singulares 2005, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	14,76	49,00	-	-	-	-	-
Fenosa Renovables, S.L.U. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Fenosa Wind, S.L. (2)	España	Fenosa Renovables, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Energy Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 2, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 3, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 4, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind 6, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Wind Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Generación Peninsular, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	34,0	11,0	-	14,8
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, S.A.	España	Generación Peninsular, S.L.		Gestión residuos	P.E.	14,76	49,00	32,0	11,0	(4,0)	-	5,8
Molinos de Valdebezana, S.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	28,44	94,40	1,0	2,0	1,0	-	1,1
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	1,0	3,0	1,0	-	0,9
Tratamiento Integral de Almazán, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	27,12	90,00	3,0	2,0	2,0	-	1,9
Tratamiento Cinca Medio, S.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	24,10	80,00	2,0	1,0	-	-	0,7
Alas Capital & Gas Natural, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	12,05	40,00	-	-	-	-	-
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	10,94	36,30	17,0	3,0	6,0	-	2,8
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	29,0	14,0	-	8,0
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	13,56	45,00	1,0	-	-	-	0,1
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 12, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 13, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 14, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 15, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 16, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 21, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 22, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 23, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Eólica Tramuntana 24, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 71, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 72, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 73, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana, S.L	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	3,0	6,0	3,0	-	1,8
Los Castrios, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	9,97	33,10	2,0	1,0	1,0	-	0,4
Molinos de la Rioja, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	10,03	33,30	3,0	2,0	3,0	-	0,8
Molinos de Linares, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	-	-	-	-	-
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	8,0	10,0	-	4,2
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	14,76	49,00	6,0	4,0	2,0	-	1,8
O Novo Aquilón, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	16,27	54,00	-	-	-	-	-
Enervent, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	7,83	26,00	2,0	6,0	1,0	(1,0)	0,6
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	6,03	20,00	3,0	4,0	1,0	-	0,5
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	5,42	18,00	2,0	2,0	1,0	-	0,3
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	350,0	149,0	186,0	(100,0)	176,3
Gas Natural Distribuzione S.p.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	33,0	158,0	22,0	-	64,2
Albidona Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	4,0	-	-	-	0,7
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Comercialización de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-
Controladora del Golfo, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Unión Fenosa México, S.A de C.V	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	32,0	(81,0)	(4,0)	-	(16,0)
Gas Natural Europe, S.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	3,0	(5,0)	-	(0,6)
Gas Natural Vendita Italia, SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	2,0	7,0	3,0	-	3,6
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	-	2,0	-	0,6
Ceg Río, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A	Distribución de gas	I.P.	17,96	59,60	41,0	73,0	35,0	(37,0)	20,1
Companhia Distribuidora de Gás do Río de Janeiro, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A	Distribución de gas	I.P.	16,33	54,20	212,0	223,0	103,0	(86,0)	73,8
Gas Natural, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,81	59,10	11,0	64,0	96,0	-	30,4
Gas Natural Servicios Colombia Ltda. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	2,0	(2,0)	-	-
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	13,80	45,80	1,0	12,0	7,0	-	2,8
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,70	32,20	9,0	30,0	12,0	(9,0)	4,1
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Distribución de gas	I.P.	19,95	66,20	3,0	5,0	2,0	-	2,0
Gas Natural Serviços, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	2,0	4,0	(1,0)	-	1,5
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,13	100,00	11,0	-	(1,0)	-	3,0
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Unión Fenosa México, S.A de C.V	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	2,0	(1,0)	-	-	0,3
Serviconfort Colombia, S.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	105,0	(24,0)	1,0	-	24,7
Gas Natural do Brasil, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Serviços, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	3,0	(3,0)	-	-	-
Gas Natural Italia SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Gas Natural Puerto Rico, Inc (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	1,0	(1,0)	-	-	-
Invergás, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	49,0	59,0	2,0	-	33,1
Gas Natural BAN, S.A. (2)	Argentina	Invergás, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,09	70,00	215,0	(130,0)	11,0	(13,0)	17,5
Holding Gas Natural, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holding Gas Natural, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	2,0	-	-	0,6
Unión Fenosa Internacional, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	174,0	212,0	118,0	-	151,9
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	1,0	-	0,6
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,36	90,80	8,0	-	12,0	-	5,5
Electrificadora del Caribe S.A, E.S.P. (2)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	Distribución de electricidad	I.P.	25,73	85,40	964,0	(195,0)	39,0	-	207,9
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	24,49	81,30	-	3,0	2,0	-	1,2
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	24,49	81,30	2,0	(2,0)	(7,0)	-	(1,7)
Electricaribe Mipymes de Energía, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	24,49	81,30	2,0	(1,0)	(9,0)	-	(2,0)
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	19,58	65,00	25,0	(3,0)	5,0	-	5,3
Unión Fenosa Generadora Torito, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	19,58	65,00	-	4,0	-	-	0,8
Almar Ccs, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	32,0	1,0	-	-	9,9
Caribe Capital B.V. (2)	Paises Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	262,0	14,0	(22,0)	76,5
Generadora Palamara La Vega, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Caribe Capital, B.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	66,0	14,0	-	25,3
Inversiones Hermill, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Generadora Palamara La Vega, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	-	-	0,3
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	110,0	(28,0)	15,0	(13,0)	25,3
Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriqui, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	18,0	(3,0)	9,0	-	3,7
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	71,0	(6,0)	23,0	-	13,5
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	9,0	1,0	5,0	-	2,3
Unión Fenosa Generación Panamá, S.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-
First Independent Power (Kenya), Ltd. (2)	Kenya	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	27,00	89,60	-	10,0	-	-	2,7
Iberáfrica Power Ltd. (2)	Kenya	First Independent Power Kenya, Ltd.		Generación de Electricidad	I.P.	21,60	71,70	16,0	1,0	1,0	-	3,9
Unión Fenosa México, B.V. (2)	Paises Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	128,0	155,0	-	(1,0)	85,0
Gas Natural México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	26,15	86,80	471,0	(151,0)	34,0	-	92,6
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México S.A de C.V.	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,15	86,80	6,0	2,0	1,0	-	2,4
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.		Distribución de gas	I.P.	13,35	44,30	1,0	-	-	-	0,1
Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Distribución de gas	I.P.	26,15	86,80	128,0	(65,0)	10,0	-	19,1
Administración de Servicios de Energía México, S.A. de C.V. (2)	México	Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V.	Gas Natural México, S.A de C.V.	Servicios	I.P.	26,15	86,80	-	-	-	-	-
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	1,0	-	-	0,3
CH4 Energía S.A. de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,08	43,40	1,0	4,0	3,0	(20,0)	(1,6)
Transnatural S.R.L. de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,08	43,40	10,0	(31,0)	(5,0)	-	(3,4)
Zemer Energia, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	(1,0)	-	-	(0,2)
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	-	-	0,3
Unión Fenosa México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	321,0	(188,0)	(3,0)	-	39,2
Fuerza y Energía BII Hioxo, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	38,0	(11,0)	-	-	8,1
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	49,0	(1,0)	6,0	-	16,3
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	131,0	(43,0)	11,0	-	29,8
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	54,0	(9,0)	(2,0)	-	13,0
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, S.A de C.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	156,0	(3,0)	33,0	-	56,0
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,96	92,80	14,0	(3,0)	7,0	-	5,0
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	26,60	88,30	74,0	(42,0)	3,0	-	9,3
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	27,03	89,70	60,0	(54,0)	-	-	1,6
Generación Limpia Guatemala, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	6,0	-	-	-	1,8
Red Unión Fenosa, S.A. (2)	Moldova	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	28,29	93,90	7,0	118,0	21,0	-	41,3
Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	1,0	-	-	0,9

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Unión Fenosa International B.V. (2)	Paises Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	17,0	-	-	5,1
Unión Fenosa Chile Limitada (2)	Chile	Unión Fenosa International B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	4,0	-	-	-	1,2
Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile) (2)	Chile	Unión Fenosa Chile Limitada	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	4,0	-	-	-	1,2
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, S.A. (2)	Chile	Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile)		Generación de Electricidad	I.P.	24,10	80,00	1,0	1,0	(1,0)	-	0,2
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa International B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	27,54	91,40	11,0	2,0	-	-	3,6
Berrybank development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	-	-	-	-	-
Crookwell development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	3,0	1,0	-	-	1,1
Hawkesdale development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	1,0	-	-	-	0,3
Ryan Corner development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	2,0	1,0	-	-	0,8
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	21,0	26,0	22,0	-	20,8
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Colombia) (2)	Colombia	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Electrificadora del Caribe, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	26,45	87,80	1,0	2,0	1,0	-	1,1
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Guatemala) (2)	Guatemala	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	-	4,0	2,0	-	1,8
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Nicaragua) (2)	Nicaragua	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	1,0	-	0,6
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Empresa Distribuidora Electricidad Metro Oeste, SA	Telecomunicaciones	I.P.	27,18	90,20	2,0	3,0	3,0	-	2,2
Alliance, S.A.	Nicaragua	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		Telecomunicaciones	I.P.	15,03	49,90	-	-	-	-	-
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,06	50,00	1,0	-	(1,0)	-	-
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	33,0	464,0	210,0	(171,0)	80,7
Gas Directo, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	9,04	30,00	7,0	3,0	(2,0)	-	0,7
Gasifica, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Gas	I.P.	13,56	45,00	2,0	8,0	2,0	-	1,6
Infraestructura de Gas, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	12,80	42,50	-	-	19,0	(11,0)	1,0
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Infraestructuras de Gas, S.A.		Gas	I.P.	7,53	25,00	2,0	5,0	18,0	(12,0)	1,0
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	9,0	(3,0)	(2,0)	-	0,6
Spanish Egiptian Gas Company, S.A.E.	Egipto	Unión Fenosa Gas, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Gas	I.P.	12,05	40,00	336,0	4,0	28,0	-	44,3
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Spanish Egiptian Gas Company SAE	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Gas	I.P.	11,96	39,70	1,0	-	-	-	0,1
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	-	(1,0)	-	(0,2)
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	2,0	1,0	36,0	(23,0)	2,4
Unión Fenosa Gas Infraestructures, B.V.	Holanda	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	5,0	-	-	0,8
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Unión Fenosa Gas Infraestructures B.V.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	5,0	-	-	0,8
Regasificadora del Noroeste, S.A.	España	Unión Fenosa Gas, S.A.		Gas	P.E.	3,16	10,50	48,0	(1,0)	3,0	-	1,6
Barras Eléctricas Generación, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	13,53	44,90	1,0	2,0	-	-	0,4
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,81	19,30	-	-	-	-	-
Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	33,0	127,0	22,0	-	27,4
Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal Lda	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Eufer Renovables Ibéricas 2004, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	16,0	2,0	1,0	-	2,9
Parque Eólico Cabo Vilano, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	1,0	(14,0)	-	(0,9)
Parque Eólico de Capelada, A.I.E.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	6,0	1,0	1,0	-	0,6
Parque Eólico de Corullón, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Parque Eólico de San Andrés, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,35	41,00	1,0	-	3,0	-	0,5
Parque Eólico Malpica, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,33	17,70	1,0	-	-	-	0,1
Parque Eólico Montes de las Navas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	3,01	10,00	7,0	2,0	3,0	-	0,4
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	-	-	-	-	-
Prius Enerólica, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	(1,0)	-	(0,2)
Proyectos Universitarios Energías Renovables, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	-	-	-	-	-
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	14,46	48,00	2,0	2,0	-	-	0,6
Ufefys, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	-	-	1,0	-	0,1
Vientos del Noroeste, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,03	49,90	5,0	-	(3,0)	-	0,3
Enerlasa, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	6,78	22,50	1,0	(1,0)	1,0	-	0,1
Energías de Villarubia, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	3,01	10,00	-	1,0	4,0	-	0,2
Sotavento Galicia, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	2,71	9,00	1,0	4,0	(1,0)	-	0,1
Tirmadrid, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Energía	P.E.	2,71	9,00	17,0	4,0	7,0	-	0,8
Qalhat LNG S.A.O.C.	Omán	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Gas	P.E.	1,11	3,70	55,0	18,0	7,0	-	0,9
Aprovechamientos Eléctricos, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Áridos Energías Especiales, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,18	20,50	1,0	-	2,0	(2,0)	0,1
Azucarera Energías, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	2,0	(1,0)	-	0,1
Barbao S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	1,0	-	-	0,2
Parque Eólico Belmonte, S.A.	España	Barbao, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,56	25,10	-	-	-	-	-
Boiro Energía, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	4,0	2,0	-	0,4
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	5,0	1,0	5,0	-	0,7
Depuración, destilación y reciclaje, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	1,0	1,0	(1,0)	0,1
Energías Ambientales, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	15,0	4,0	-	-	1,0
Energías Ambientales de Novo, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	1,0	1,0	-	-	0,1
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	6,81	22,60	1,0	2,0	1,0	-	0,3
Energías Ambientales de Vimianzo, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	5,0	2,0	2,0	-	0,5
Sociedat Eólica de l´Enderrocada, S.A.	España	Energías Ambientales, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	4,01	13,30	6,0	1,0	1,0	-	0,3
Energías Especiales Alcoholeras, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,41	41,20	-	(2,0)	2,0	-	-
Energías Especiales Alto Ulla, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	-	(11,0)	-	(0,2)
Energías Especiales Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,80	42,50	1,0	-	-	-	0,1
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,16	30,40	-	-	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,16	30,40	-	-	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,04	30,00	-	-	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía, S.L.		Generación de Electricidad	I.P.	9,04	30,00	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Careón, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	11,60	38,50	-	-	1,0	-	0,1
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	11,81	39,20	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Gata, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Padul, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	2,0	1,0	2,0	-	0,4
Energías Especiales Espina, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	2,0	-	-	-	0,3
Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	-	(2,0)	-	0,8
Energías Especiales Montes de Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Especiales Noroeste, S.A.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	2,0	4,0	-	2,0
Energías Especiales Peña Armada, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	12,05	40,00	1,0	-	1,0	-	0,2
Energías Especiales Santa Bárbara, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Especiales Valencianas, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Energías Renovables Montes de San Sebastián, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	3,0	-	-	-	0,5
Eólica del Cordal de Montouto, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	1,0	-	-	-	0,2
Eólica Galaico Asturiana, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Eufer Operación, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	96,0	54,0	(7,0)	-	21,5
Biogás Doña Juana, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.		Tratamiento y aprovechamiento del biogás	I.P.	15,00	49,80	2,0	1,0	-	-	0,5

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Kromschroeder, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Contadores	P.E.	12,80	42,50	1,0	10,0	(1,0)	-	1,3
Ensafeca Holding Empresarial, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	P.E.	5,57	18,50	8,0	2,0	(2,0)	-	0,4
Torre Marenostrum, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Inmobiliaria	P.E.	13,56	45,00	5,0	13,0	-	-	2,4
Gas Natural de Sao Paulo Sul, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Serviços, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	370,0	(98,0)	36,0	(1,0)	92,5
Toledo PV, A.E.I.E.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	10,03	33,30	-	-	-	-	-
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	79,81	4.072,2	(248,9)	1.005,0	-	3.853,5
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	124,7	(77,1)	2,5	-	40,0
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	0,8	(0,8)	-	-	-
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	1,2	(1,0)	(1,5)	-	(1,0)
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	621,5	(368,9)	-	-	201,6
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	79,81	100,00	194,7	(211,1)	-	-	(13,1)
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	79,81	100,00	195,4	(200,3)	(13,6)	-	(14,7)
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	464,4	(473,3)	(37,3)	-	(36,9)
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	1,4	(185,1)	(32,9)	-	(172,9)
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	79,81	100,00	24,3	(29,4)	-	-	(4,1)
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	79,81	100,00	(8,5)	(39,5)	5,9	-	(33,6)
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fraccionadora de gas	I.P.	30,33	38,00	151,8	(6,5)	54,8	-	60,7
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	79,69	99,85	7,5	18,9	23,3	-	39,6
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	0,3	(0,2)	(0,0)	-	0,0
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	36,18	45,33	62,4	(120,9)	(8,3)	-	-
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	25,32	70,00	114,3	(71,1)	(8,2)	-	8,9
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	23,94	30,00	8,9	6,2	10,8	-	6,2
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	28,73	36,00	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. 3)	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	100,00	-	-	-	-	-
Oleoducto Trasandino Chile, S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	100,00	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	36,00	34,2	(25,3)	(1,5)	-	2,1
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol Butano Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	36,00	0,0	14,0	1,0	-	4,3
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	7,98	10,00	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacífico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	6,98	87,50	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A.(Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	6,98	87,50	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacífico (Cayman) S.A.	YPF,S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,98	10,00	31,3	(17,9)	(7,9)	-	0,4
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	39,90	50,00	266,4	(100,4)	76,2	-	96,6
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	39,90	50,00	75,5	8,2	32,7	-	46,4
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	26,46	33,15	10,9	15,9	3,6	-	8,1
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	29,53	37,00	83,6	(44,0)	(7,8)	-	9,4
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	40,30	50,49	-	-	-	-	-
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	1,6	22,4	1,6	-	20,5
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	1,2	(1,1)	(0,0)	-	0,1
A- Evangelista, S.A. Sucursal	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	7,6	10,5	-	14,5
AESA Perú S.A.C.	Perú	Astra Evangelista, S.A.	OPESSA	Construcción y servicios petroleros	I.G.	79,81	100,00	0,2	(0,1)	1,1	-	1,0
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	P.E.	13,30	16,66	-	-	-	-	-
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	34,21	42,86	71,4	(98,1)	7,8	-	(6,5)
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	31,86	79,83	119,4	(171,4)	6,9	-	(14,4)
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	35,91	45,00	18,2	49,0	29,1	-	34,5
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo, Ltda	Argentina	YPF, S.A.		Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	79,81	100,00	23,7	(0,1)	(2,8)	-	16,6
YPF Services USA Corp.	EE.UU.	YPF, S.A.		Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	(0,0)	0,1	-	0,1
YPF Servicios Petroleros S.A.	EE.UU.	YPF, S.A.	YPF Services USA Corp.	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	(0,1)	1,2	-	0,9
Repsol YPF Chile, S.A	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	0,0	17,5	(2,0)		15,4
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	752,0	(258,3)	48,7	-	542,4
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	132,3	356,4	48,5	-	262,8
Transierra S.A.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)		Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	59,9	39,6	9,2	-	23,6
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	99,5	77,5	(0,3)	-	176,7
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	113,7	128,3	3,7	-	245,7
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	98,00	98,00	0,0	1,6	(0,2)	-	1,4
Repsol Brasil, S.A. (6)	Brasil	Repsol YPF, S.A.		Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	6.742,0	(463,2)	(54,3)	-	3.734,7
Repsol Brasil, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, S.A		Sociedad de cartera	I.P.	60,00	100,00	1,4	30,2	0,2	-	19,1
Guará, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, B.V.		Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	0,0	119,5	(2,8)	-	17,5
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	0,5	-	(1,2)	-	(0,7)
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.		Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	1,9	7,4	(1,4)	-	3,7
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.		Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,00	20,00	0,1	2,9	(1,0)	-	0,4

(1) Otras sociedades del Grupo con participación, inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.
(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.
(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.
(4) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E. Puesta en equivalencia
(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.
(6) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

				31.12.10				01.01.10		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF.S.A/Petróleos del Norte,S.A	Disminución del porcentaje de participación	mar-10	P.E.	10,00	10,00	P.E.	14,25	15,00
Akakus Oil Operations AG	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro por fusión con Akakus Oil Operation B.V.	feb-10				P.E.	100,00	100,00
Akakus Oil Operation B.V.	Holanda	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	feb-10	P.E.	49,00	49,00			
YPF Servicios Petroleros S.A	Argentina	YPF,S.A	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.G.	79,81	100,00			
Via Red Servicios Logísticos, S.L .	España	Repsol Butano,S.A.	Aumento del porcentaje de participación	jun-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,49	99,49
Repsol Occidental Corporation	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro	dic-10	-	-	-	I.P	25,00	25,00
Oxy Colombia Holdings Inc	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Alta en el perímetro	dic-10	I.P	25,00	25,00			
Repsol Exploración Seram BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración East Bula BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih II BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploracion Cendrawasih III BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploracion Cendrawasih IV BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros,LDA	Alta en el perímetro por adquisición	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Electricidade E Calor, Ace	Portugal	R.Polímeros/R.ETBE	Aumento del porcentaje de participación	sep-10	I.G.	100,00	100,00	P.E.	66,67	66,67
Repsol Louisiana Corporation	EEUU	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Brasil. B.V	Holanda	Repsol Brasil, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	60,00	100,00			
Repsol Biocarburantes Tarragona, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Cambio de sociedad matriz por venta, de R.Petróleo a Repsol YPF,S.A	jul-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,97	100,00
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Cambio de denominación de Repsol Biocarburantes Tarragona a Repsol Nuevas Energías,S.A.	jul-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,97	100,00
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P	46,81	46,81			
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	20,00	20,00			
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	nov-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
YPF,S.A	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	sep-10 a dic-10	I.G.	79,81	79,81	I.G.	84,04	84,04
Adicor, S.A.	Uruguay	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10	-	-	-	I.G.	84,04	100,00
Guará BV	Holanda	Repsol Brasil BV	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	15,00	25,00			
Alberto Pasqualini Refap S.A.	Brasil	Repsol YPF Perú B.V.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
Repsol Brasil, S.A. (4)	Brasil	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	60,00	60,00	I.G.	100,00	100,00
Gas Natural Servicios Integrales S.A.S (1)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	mar-10	I.P.	30,13	100,00			
Electrificadora del Caribe, S.A E.S.P. (1)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	mar-10	I.P.	25,73	85,40	I.P.	24,40	81,32
Madrileña Red de Gas, S.A (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10				I.P.	30,01	100,00
Madrileña Suministro Gas SUR, 2010, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10				I.P.	30,01	100,00
Madrileña Suministro Gas 2010, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10				I.P.	30,01	100,00
Madrileña Servicios Comunes, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10				I.P.	30,01	100,00
Central Anahuac, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Central Lomas del Real, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Central Vallehermoso, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Central Saltillo, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Electricidad Águila de Altamira, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Gasoducto del Río, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Compañía Méxicana de Gerencia y Operación, S.A de C.V (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10				I.P.	30,01	100,00
Gas Aragón, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10				P.E.	10,50	35,00
Palencia 3, Investigación, Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S.L	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	11,15	37,00			
Hispano Galaica de Extracciones, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	30,13	100,00			
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Aumento del porcentaje de participación	jul-10	I.P.	13,56	45,00	I.P.	12,00	40,00
Hotel de Naturaleza Tambre, S.A (1)	España	General de Edificios y Solares, S.L.	Baja en el perímetro por liquidación	jul-10				I.P.	30,01	100,00
M&D Generación 1, S.L.U (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jul-10	I.P.	30,13	100,00			
M&D Energy Market, S.L.U (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jul-10	I.P.	30,13	100,00			
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Aumento del porcentaje de participación	jul-10	I.P.	15,06	50,00	I.P.	7,53	25,00
Gas Natural del Cesar, S.A E.S.P, (Gasnacer) (1)	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP / GN S.A E.SP.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.P.	18,68	62,00			
Cilento Reti Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.P.	18,08	60,00			
Limeisa International Coal B.V. (1)	Paises Bajos	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10				I.P.	30,01	100,00
Portal del Instalador, S.A.(1)	España	Gas Natural Informática S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	nov-10				I.P.	25,51	85,00
Bis Distribución Gas, S.A (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00			
Bis Suministro de Gas, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00			
Bis Suministro de Gas SUR, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00			
Bluemobility Systems, S.L.	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	6,03	20,00			
Molinos de Valdebezana, S.A. (1)	España	Gas Natural Renovables, S.L.	Aumento del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	30,13	100,00	I.P.	17,92	59,70
Unión Fenosa Distribución Colombia, BV (1)	Holanda	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10				I.P.	30,01	100,00
Electrocosta Mypymes de Energía, S.A ESP (Colombia) (1)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10				I.P.	24,41	81,33
UTE GNS-Dalkia Energia y Servicios	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10				I.P.	15,01	50,00

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(2) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(4) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

					31.12.09			01.01.09		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
National Gaz, S.A	Marruecos	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	feb-09	-	-	-	P.E	100,00	100,00
Repsol Canadá LNG Ltd,	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Repsol Energy Canada Ltd	oct-09	-	-	-	I.G	100,00	100,00
Via Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Cambio de denominación social de Sociedad Anónima a Limitada	sep-09	P.E	99,49	99,49	P.E	99,49	99,49
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Aumento de la participación	jun-09	I.G.	99,85	99,85	I.G.	99,78	99,78
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento de la participación	feb-09	P.E	29,00	30,00	P.E	22,45	22,50
Servibarna, S.A,	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Alta en el perímetro	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Amodaimi Oil company Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A	Alta en el perímetro	mar-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploration Norge.	Noruega	Repsol Exploración, S.A	Alta en el perímetro	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol E&P Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Alta en el perímetro	nov-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Liberia, BV.	Holanda	Repsol Exploración, S.A	Alta en el perímetro	dic-09	I.G.	100,00	100,00			
Akakus Oil Operation AG. (4)	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Cambio en el método de consolidación	dic-09	P.E	100,00	100,00	I.G	100,00	100,00
Repsol Energy Canadá Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Cambio de sociedad matriz	oct-09	I.G.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Repsol Canadá Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Cambio de sociedad matriz	oct-09	I.G.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Gas Natural SDG, S.A	España	Repsol YPF, S.A	Aumento de la participación	may-09	I.P.	30,89	30,89	I.P:	30,85	30,85
Gas Natural SDG, S.A	España	Repsol YPF, S.A	Disminución de la participación	sep-09	I.P.	30,01	30,01	I.P:	30,85	30,85
ACES Hospital Trías i Pujol, A.I.E.	España	La Energía	Baja en el perímetro de consolidación	ene-09				I.P	15,42	50,00
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Distribución Gas 1, S.A.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
Eólicos singulares 2005, S.A.	España	Montouto 2000, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	0,15	49,00			
UNION FENOSA (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	28,57	95,20			
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Andaluza de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluza de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluza de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Energías Especiales de Andalucía, SL	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Disminución de la participación	may-09	I.P.	12,00	40,00			
GN Wind 6, S.L(1)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Disminución de la participación	may-09	I.P.	18,01	60,00	I.P	30,01	100,00
Distribuidora de Electricidad Norte, S.A. (1)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	26,32	87,70			
Distribuidora de Electricidad Sur, S.A. (1)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	26,71	89,00			
Cedifil Cored Wired, S.L.(1)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas SA	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	29,56	98,48			
Gas Energía Suministro Sur, S.L(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09						
Gas Energía Suministro, S.L.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jun-09						
Unión Fenosa Centro de Tesorería, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	jun-09						
Energías Especiales de Portugal, U,Ltda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	15,01	50,00			
Empresa de Energía del Pacífico, S.A.(1)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	19,21	64,00			
Compañía de Electricidad de Tulua, S.A.(1)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09						
Indra Sistemas, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación							
GEM Suministro SUR 2, S.L(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Suministro GAS 2, S.L(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Servicios Comunes 2, S..L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
Kangra Coal, S.A (1)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	21,01	70,01			
Albidona Distribuzione Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	18,01	60,00			
Planificación e Inversión Estratégica, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	jul-09						
UNIÓN FENOSA (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Aumento de la participación	sep-09	I.P.	1,44	4,80			
Energías Especiales de Padul, S.L.U	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Alta en el perímetro	sep-09	I.P.	15,01	50,00			
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.(1)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	oct-09	I.P.	26,50	88,30			
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A (1)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Alta en el perímetro	oct-09	I.P.	26,93	89,75			
Unión Fenosa Colombia, S.A	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	nov-09						
Compañía de Electricidad de Tulua, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Empresa de Energía del Pacífico, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Energía Suministro Sur, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Energía Suministro, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Gas Natural Cantabria, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-09				I.P	27,13	90,41
Gas Natural Murcia, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-09				I.P	29,98	99,90
Unión Fenosa Emisiones, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						
Unión Fenosa Univer, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro	dic-09						

PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

				31.12.09				01.01.09		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Gasdotti Azienda Siciliana, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				I.P	27,01	90,00
Agragas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				I.P.	27,01	90,00
Normanna Gas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				I.P	27,01	90,00
Smedigas SPA	Italia	G. N. Internacional	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				I.P	30,01	100,00
Gas Natural La Coruña, S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Galicia SDG, S.A	abr-09				I.P	16,93	56,40
Gases de Barrancabermeja, S.A	España	Gas Natural del Oriente	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural del Oriente, S.A ESP					I.P	9,66	32,20
Unión Fenosa S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural SDG, S.A	may-09				I.P		
Unión Fenosa Generación S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural SDG, S.A	may-09				I.P		
Boreas Eólica, S.A	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural SDG, S.A	nov-09				I.P	27,01	90,00
Desarrollo de Energías Renovables, S.A	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Corporación Eólica, S.L	nov-09				I.P	16,93	56,40
Mecogas SRL	Italia	Italmeco S.R.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	nov-09				I.P	30,01	100,00
Congas Servizi Consolrzio Gas Acqua Servizi, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	nov-09				I.P	27,01	90,00
Italmeco SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				I.P	30,01	100,00
Pitta Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				I.P	27,13	90,40
Calgas S.C.A.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				I.P	30,01	100,00
Unión Fenosa Metra, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Comercial, S.L	dic-09				I.P		
Gas Natural Soluciones, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Servicios, S.L	dic-09				I.P		

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF

(2) Método de consolidación:

IG: integración global

IP: integración proporcional

PE: puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la sociedad matriz sobre la filial

(4) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas notas.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari-Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central/ Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	10,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana -Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque ,Monteagudo	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Asociacion Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingenieria Planta LGN
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMES-29	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-55	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobas	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Montanazo	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia - Siroco	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo	88,00%	Petroleum	Exploración
Calypso Este	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Calypso Oeste	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Circe	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Marismas Marino Norte	40,00%	Petroleum	Exploración
Marismas Marino Sur	40,00%	Petroleum	Exploración
Tortuga	95,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Morcín - 1	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Buque Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Buque Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares	66,70%	Endesa Generación, SA	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca	50,00%	Iberdrola.	Generación eléctrica
Guinea Ecuatorial			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115 (Capex)	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y poducción
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y poducción
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y poducción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y poducción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y poducción
Marruecos			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 109	100,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y poducción

(1) Corresponde a la participacion que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación
(2) Esta sociedad en Febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2009

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobas Energía S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana - Rio Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
Bolivia			
Asociacion Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingenieria Planta LGN
Bloque Monteagudo	50,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil			
BM–C–33	35,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–ES–29	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–S–55	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–S–48	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–S–51	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM–S–50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM–S–44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM–S–9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM–S–7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Producción
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobas	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobas	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Boquerón	66,50%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Casablanca	76,46%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Montanazo	92,06%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Siroco A-C	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Canarias 1	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,29%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Central Térmica de aceca	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Central Térmica de anllares	66,67%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y Producción
Guinea			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
NC115 EPSA IV	25,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186 EPSA IV	19,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
BLOQUES 205-210	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Marruecos			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración y Desarrollo de hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participacion que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos:

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 74.612 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, S.A.: 1.000 acciones

D. Luis Fernando del Rivero Asensio

Cargos:

Consejero de Valoriza Gestión, S.A.
Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A.

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 104.512 acciones

D. Carmelo de las Morenas López

Participaciones personas vinculadas:

BP: 72.000 acciones

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos:

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U.
Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

D. Juan María Nin Génova

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

D. Henri Philippe Reichstul

Cargos:

Consejero de Ashmore Energy International

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 17.530 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, S.A.: 964 acciones
Iberdrola, S.A.: 365 acciones

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO
2010
GRUPO REPSOL YPF

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA 3

ENTORNO MACROECONÓMICO 3

ACTIVIDADES DEL GRUPO 6

PLAN HORIZONTE 2014 6

RESULTADOS 8

SITUACIÓN FINANCIERA 10

FACTORES DE RIESGO 12

ÁREAS DE NEGOCIO 20

UPSTREAM 21

GAS NATURAL LICUADO (GNL) 38

DOWNSTREAM 42

YPF 53

GAS NATURAL FENOSA 67

ÁREAS CORPORATIVAS 71

GESTIÓN DE PERSONAS 71

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA 80

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA 82

MEDIO AMBIENTE 88

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO 89

COMUNICACIÓN 91

GESTIÓN DE INTANGIBLES 93

PATROCINIO DEPORTIVO 94

NUEVA SEDE DE REPSOL 95

CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN 96

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

El año 2010 ha marcado el inicio de la recuperación económica global después de la crisis de 2008-2009, conocida ya como la *Gran Recesión*. La economía mundial ha crecido un 5,0% durante 2010 y las previsiones indican que en 2011 se registrará un alza del 4,4%. No obstante, la economía global aún está haciendo frente a las consecuencias de la crisis y el proceso iniciado de recuperación no está exento de riesgos y debilidades.

Después de una primera mitad del año en la que la recuperación avanzó con más fuerza de lo esperado - gracias al repunte de los inventarios y de la inversión fija que supuso un fuerte incremento del comercio internacional - se entró en una fase caracterizada por una mayor moderación en el crecimiento.

Esta moderación comenzó a hacerse patente en la segunda mitad del año, reflejándose en una ralentización tanto de la producción industrial como de las exportaciones globales, si bien un consumo mayor de lo esperado en Japón y Estados Unidos, fomentado por los programas de estímulo implementados por ambas economías, sostuvieron el crecimiento económico en el periodo por encima de lo previsto.

Durante el año se han consolidado las distintas velocidades regionales observadas ya a lo largo de la crisis y en todo el proceso de recuperación. Las economías avanzadas han experimentado un crecimiento del 3,0% en 2010 y las previsiones apuntan a que en 2011 será del 2,5%, mientras que las economías emergentes crecieron al 7,1% y se prevé que en 2011 lo hagan al 6,5%. De igual forma, a finales de 2010, en algunas economías emergentes la actividad industrial superó los niveles de actividad anteriores a la crisis, mientras que en un gran número de economías avanzadas todavía no se habían recuperado los máximos históricos.

De esta dispar evolución han derivado diferentes retos de política económica. Si bien en las economías desarrolladas el consumo privado ha comenzado a afianzarse, el crecimiento económico moderado podría no ser suficiente para enfrentarse al elevado desempleo. Estos países aún tienen que lidiar con los excesos del periodo anterior a la crisis con reformas pendientes del sistema financiero y, en las economías más endeudadas especialmente en la zona euro, han de afrontar retos de sostenibilidad fiscal.

Por el contrario, muchas economías en desarrollo han recuperado su nivel de actividad económica y en algunos casos se encuentran cerca del pleno empleo. Su favorable evolución las ha hecho objeto de fuertes entradas de capital, que sumadas a la boyante marcha de la economía, han provocado la aparición de presiones inflacionistas e incluso de síntomas de sobrecalentamiento. Por este motivo, en algunas economías se ha comenzado la retirada parcial de los estímulos destinados a hacer frente a la crisis.

Respecto a las principales economías, Estados Unidos alcanzó en 2010 un crecimiento del 2,9%, evitando el temido *double dip* o recaída en la recesión. No obstante, el rebote de la actividad a finales de 2009 y principios de 2010 se sustentó en gran medida en factores transitorios, como ayudas públicas, y un ciclo expansivo de inventarios.

A mediados de año, se produjo una desaceleración económica que se materializó en un repunte del desempleo y un desplome de las ventas de viviendas, despertando el temor a una posible recaída en la recesión. Las autoridades estadounidenses

reaccionaron con el anuncio de nuevas políticas expansivas monetarias y fiscales. Éstas se concretaron, por una parte, en el anuncio de un programa de compra de deuda pública por parte de la Reserva Federal, conocido como “relajación cuantitativa 2”, y por otra, en un acuerdo bipartidista para extender exenciones fiscales durante los dos próximos años equivalentes a 800.000 millones de dólares. Estas medidas lograron una aceleración del crecimiento en la recta final de 2010. Sin embargo, aún se mantienen importantes debilidades, relativas al sector inmobiliario y al elevado desempleo.

La reactivación de la actividad mundial a lo largo del año también alcanzó a la zona euro, que cerró 2010 con un crecimiento del 1,8%, mientras que las previsiones para 2011 se sitúan en el 1,5%. La economía alemana sigue siendo el motor de la recuperación de la región, que no obstante se mantiene débil debido a las tensiones que han afectado especialmente a la periferia de la Eurozona y al elevado desempleo.

A lo largo de 2010, la estabilidad financiera internacional se vio alterada por las dudas sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas de algunos países de la región, especialmente Grecia e Irlanda. El temor a la posibilidad de que no pudieran hacer frente a las necesidades de financiación de su deuda soberana y la repercusión que esto tendría sobre la moneda única, motivaron la creación del Mecanismo Europeo de Estabilización Financiera y la aprobación de ayudas financieras a dichos países. La persistencia de riesgos de contagio hacia otras economías de la zona euro motivó que el Banco Central Europeo prolongara la política monetaria expansiva.

A pesar de estas medidas, las dudas sobre la sostenibilidad de la deuda pública en varios países y sobre los costes que supondría para los tenedores de bonos una eventual reestructuración de su deuda mantienen elevados los diferenciales de tipos de interés de la deuda de estos países frente a la deuda alemana.

Por su parte, el Producto Interior Bruto (PIB) de España descendió un 0,1% en 2010, si bien las tasas de crecimiento trimestrales positivas apuntan al inicio de una lenta recuperación económica.

Durante el primer semestre del año, el consumo privado experimentó una mejora, vinculada fundamentalmente a medidas de carácter transitorio. Sin embargo, la persistencia de un elevado nivel de desempleo y el freno de la oferta crediticia mantuvieron la atonía de la demanda interna, lastrando con ello al conjunto de la actividad económica.

El sector exterior supuso la principal fuente de dinamismo durante el año. La paulatina recuperación de los principales socios comerciales de España sirvió de impulso al sector exportador, evitando un retroceso más acusado de la actividad y del empleo.

Los episodios de Grecia e Irlanda tuvieron un fuerte impacto en la percepción de los mercados sobre la deuda pública española, provocando un fuerte aumento del riesgo país y encareciendo el acceso a la financiación del sector público y privado.

Las dudas sobre la capacidad de la economía española para retomar tasas positivas de crecimiento y el abultado déficit público registrado en 2009 (-11,1% del PIB) provocaron que el Gobierno iniciara la implantación de una serie de medidas de ajuste del déficit público y reformas estructurales, a fin de aportar la máxima credibilidad a la senda de consolidación fiscal.

Ajena a esta evolución, Latinoamérica está experimentando, a grandes rasgos, una fuerte y veloz recuperación económica, gracias al repunte de precios de las materias primas y a unas condiciones de financiación relativamente favorables. La región ha experimentado una expansión del PIB del 5,9% en 2010, que se espera que se modere hasta el 4,3% en 2011.

Esta positiva evolución tiene su reflejo en unas primas de riesgo que, en el caso de algunas economías latinoamericanas, han pasado a ser inferiores a las exigidas a economías desarrolladas. No obstante, algunas de sus principales economías están siendo objeto de fuertes flujos de entrada de capital, a los que han de hacer frente con una cuidadosa gestión macroeconómica.

El crecimiento en la región Asia-Pacífico ha recuperado el ritmo previo a la crisis y ha sorprendido por su solidez respecto a las debilidades de las economías avanzadas. Las economías emergentes asiáticas, con China a la cabeza, han crecido un 9,3% en 2010, y se prevé que en 2011 alcancen el 8,4%.

En la recta final de 2010, especialmente tras la decisión de la Reserva Federal de inyectar más dólares en la economía estadounidense, se ha producido un repunte de las presiones inflacionistas en países como China, Corea del Sur, India, Australia y Nueva Zelanda, que ha llevado a sus autoridades a subir los tipos de interés y adoptar políticas monetarias más restrictivas.

Recuperación de la demanda mundial de petróleo

El mercado del petróleo se caracterizó en 2010 por una recuperación de los fundamentos de oferta y demanda y, en consecuencia, de los precios, que estuvieron significativamente influenciados por el contexto económico-financiero global.

En lo que respecta a los fundamentos, 2010 representó un cambio frente a los dos años precedentes, que estuvieron marcados por la destrucción de casi 1,5 millones de barriles de demanda. Por el contrario, en 2010 se registró un incremento de la demanda global de petróleo superior a dos millones de barriles diarios, según las principales agencias oficiales internacionales de energía.

China, Estados Unidos y el resto de los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) fueron los principales motores del crecimiento de la demanda, si bien China y Estados Unidos acumularon casi la mitad del crecimiento de la demanda global en 2010.

Durante 2010 también se mantuvo cierto exceso de oferta en el mercado, como consecuencia directa de dos factores. En primer lugar, de la política seguida por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que incrementó sus niveles de producción a razón de 2 millones de barriles diarios, por encima de las cuotas pactadas. En segundo lugar, de los altos niveles de inventarios arrastrados desde 2009, a pesar de que se observó una reducción paulatina de los mismos.

En lo que respecta al precio del crudo, éste experimentó una elevada volatilidad durante el año, situándose de media alrededor de los 80 dólares por barril (79,6 en el caso del crudo norteamericano West Texas Intermediate), lo que representa un incremento cercano al 29% respecto a 2009 o una subida de precio cercana a los 18 dólares.

La tendencia alcista del precio fue más evidente durante la última mitad del año, y estuvo fuertemente influenciada por factores macroeconómicos y financieros. En este sentido, un factor clave fue la relajación monetaria adoptada por Estados Unidos en los últimos meses de 2010 mediante medidas de expansión cuantitativa, que generaron un flujo de capitales hacia activos de alta rentabilidad (materias primas y petróleo), lo que contribuyó al incremento del precio del crudo.

ACTIVIDADES DEL GRUPO

La actividad del Grupo se desarrolla en cinco áreas de negocio, que se corresponden con las principales divisiones de su estructura organizativa:

- Tres negocios estratégicos integrados, que incluyen las operaciones desarrolladas por las entidades del Grupo (excepto YPF y Gas Natural Fenosa) en las siguientes áreas:
    - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
    - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
    - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo.
- Dos participaciones estratégicas:
    - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; a 31 de diciembre de 2010 el Grupo poseía una participación del 79,81 % en YPF, S.A., que se integra por consolidación global en los Estados Financieros; y
    - Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad; a 31 de diciembre de 2010 el Grupo poseía una participación del 30,13 % en Gas Natural Fenosa, que se integra por consolidación proporcional.

PLAN HORIZONTE 2014

En 2010, la compañía presentó a los mercados el plan Horizonte 2014, que establece las prioridades del Grupo para el periodo 2010-2014. El notable éxito exploratorio alcanzado durante los años 2008 y 2009, y los cambios que tuvieron lugar en el sector por la crisis financiera, motivaron una actualización de los objetivos y las bases del Grupo, que permitirán acometer la próxima fase de crecimiento.

Las grandes líneas estratégicas que gobiernan cada negocio son:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
    - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial exploratorio y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han trasformado a la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.
    - La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. Adicionalmente, la compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo.

- El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con una tasa de reemplazo de reservas estimada superior al 110% en los próximos cinco años.

- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
  - Los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena se encuentran en una fase muy avanzada, y está prevista su entrada en operación a finales de 2011. Esta puesta en marcha impulsará los márgenes de explotación y consolidará la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
  - A partir de 2012, la inmejorable posición desarrollada por el negocio de Downstream de Repsol permitirá capitalizar la recuperación económica y lograr así una sólida generación de caja para el Grupo.

- YPF: capturar el valor oculto de la compañía
  - YPF es la compañía líder en Argentina, un mercado en crecimiento que ofrece numerosas oportunidades de negocio. La transición energética que se está dando en el país hacia precios internacionales y la rigurosa gestión de las inversiones y los costes permitirá lograr el objetivo de crecimiento de resultados y dividendos.

- Gas Natural Fenosa: liderazgo en la convergencia de gas y electricidad
  - Creación de una compañía líder integrada en gas y electricidad, que posibilitará la generación de caja estable para el Grupo.

Las claves para generar valor en los distintos negocios y una rigurosa disciplina financiera permitirán al Grupo alcanzar el objetivo último del Plan: maximización del valor creado para el accionista.

Durante el año 2010 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de la inversión de 5.106 millones de euros. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en países como Brasil y Venezuela); en los avances en la fase de construcción de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la puesta en operación de grandes proyectos como Peru LNG; y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol (Shenzi en el Golfo de México, I/R en Libia, Trinidad y Tobago, Bolivia y Canaport en Canadá).

Los últimos descubrimientos realizados en África occidental y Latinoamérica, y la adquisición de nuevo dominio minero en Latinoamérica, Noruega, Omán, Argelia, Indonesia y Angola, sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Asimismo, las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2010 en sus respectivas líneas estratégicas:

- YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizarse en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación), y el avance en la gestión comercial y la optimización operativa,
- y Gas Natural Fenosa, definiendo el nuevo marco estratégico para los próximos años tras la compra e integración de Fenosa.

RESULTADOS

Los resultados del Grupo en los años 2010 y 2009 son los siguientes:

(Millones de euros)	2010	2009
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**7.621**	**3.244**
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural Fenosa	881	748
Corporación, ajustes y otros	(235)	(267)
RESULTADO FINANCIERO	**(1.008)**	**(468)**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS	**6.613**	**2.776**
Impuesto sobre beneficios	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	76	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	0	12
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	**4.947**	**1.744**
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(254)	(185)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**4.693**	**1.559**

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2010 se situó en 4.693 millones de euros, lo que supone más del triple del resultado obtenido en el ejercicio anterior (1.559 millones de euros). El resultado de explotación fue de 7.621 millones de euros, frente a los 3.244 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 134,9%. El EBITDA se cifró en 9.196 millones de euros, un 36,3% más que en 2009. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 3,84 euros.

Los resultados de 2010 ponen de manifiesto una mejora en todas las áreas de negocio y permiten, en buena medida como consecuencia del acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec), que se alcance un resultado histórico para el Grupo.

El mencionado acuerdo merece una mención destacada. En diciembre de 2010 Repsol y Sinopec alcanzaron un acuerdo estratégico para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, para lo cual se formalizó una ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. (“Repsol Brasil”, que en febrero de 2011 ha cambiado de nombre para denominarse Repsol Sinopec Brasil S.A., “Repsol Sinopec Brasil”), que fue suscrita íntegramente por Sinopec, por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras esta operación, Repsol mantiene

el 60% de la participación en Repsol Sinopec Brasil y Sinopec el 40% restante. El acuerdo asegura la financiación del desarrollo de los descubrimientos en Brasil, en concreto Guará, Carioca y Panoramix, así como la puesta en valor de los mismos, reflejando una estimación del valor de dichos activos por encima de 10.600 millones de dólares.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) aumentó un 426,6%, pasando de los 781 millones de euros de 2009 a 4.113 millones a 31 de diciembre de 2010. El resultado de 2010 incluye una plusvalía, por importe de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo entre Repsol y Sinopec. Sin tener en cuenta esta plusvalía, el resultado del área de Upstream en 2010 es superior al de 2009, fundamentalmente como consecuencia de los mayores precios de realización del crudo y del gas, y de un aumento de la producción en el período.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2010 ha generado un resultado de 105 millones de euros gracias a unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL respecto a 2009, año en que esta área generó un resultado de explotación negativo de 61 millones de euros (cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales como la emitida en el asunto Gassi Touil).

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo, Trading y Química) se situó en 1.304 millones de euros, frente a los 1.022 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 27,6%. El resultado de explotación valorando los inventarios a coste corriente de reposición (CCS), en lugar de hacerlo a coste medio, se cifró en 806 millones de euros, un 23,1% superior a los 655 millones obtenidos en 2009, principalmente por la recuperación del negocio químico y el mejor resultado en refino.

Por su parte, YPF cerró 2010 con un resultado de explotación de 1.453 millones de euros, lo que supone un incremento del 42,3% en comparación a los 1.021 millones de euros correspondientes a 2009. El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, de los mayores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, así como de los efectos de los mayores ingresos derivados de las exportaciones.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 881 millones de euros, un 17,8% superior al obtenido en el ejercicio anterior, que se debe sobre todo a la incorporación del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009 y a las plusvalías obtenidas en el subsiguiente proceso de desinversiones.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2010 fue negativo en 1.008 millones de euros, frente a los 468 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente al aumento de gastos por inversiones en régimen de arrendamiento financiero (gasoductos y buques metaneros) y a las diferencias de cambio, que en 2009 permitieron considerables ganancias debido a la depreciación del dólar frente al euro, mientras que en el 2010, el dólar se apreció frente al euro, lo cual incide negativamente en el resultado financiero por posiciones con riesgo de tipo de cambio.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.742 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 26,3% (40,7% en 2009). Dicho tipo resulta inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atípicas realizadas en el año (operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc.).

SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2010, Repsol YPF mantiene una sólida posición financiera.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 1.697 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, frente a los 4.905 millones del ejercicio anterior, lo que supone una reducción del 65%. La buena evolución de los negocios, así como la desinversión en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap) en Brasil, la venta de más de un 4% del capital de YPF al mercado y, muy significativamente, la ampliación de capital en Repsol Brasil, han sido las causas de esta disminución.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2010 se situó en 7.224 millones de euros, lo que representa una disminución de 3.704 millones respecto al 31 de diciembre de 2009, que fue de 10.928 millones de euros.

Durante 2010 las inversiones han alcanzado la cifra de 5.091 millones de euros [(1)]. Estas inversiones se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 4.972 millones de euros [(2)]. De esta cifra, cabe destacar, además de la entrada de fondos por la operación con Sinopec, la venta al mercado de un 4,23% de las acciones que Repsol poseía en YPF por un importe total de 489 millones de euros. Asimismo, incluye las ventas de la participación del 30% que Repsol poseía en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap), del 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y del 25% en Bahía de Bizkaia Gas (BBG). Estas operaciones se detallan en cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante 2010, excepcionalmente, se realizó un único pago de dividendos (0,425 euros por acción como dividendo complementario de 2009) debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de ese ejercicio. Adicionalmente, el Consejo de Administración del Grupo autorizó un dividendo a cuenta del ejercicio 2010 por importe de 0,525 euros por acción, lo que supone un incremento del 23,53% respecto al del dividendo aprobado para el ejercicio 2009, y que se ha pagado en enero de 2011.

Respecto a las operaciones sobre acciones propias, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para “la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa”.

La autorización tiene una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

---

(1) Esta cifra no incluye inversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 15 millones de euros.

(2) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 88 millones de euros.

Durante 2010, Repsol YPF no realizó compras ni enajenaciones de acciones propias. A 31 de diciembre de 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros netos y líneas de crédito sin usar disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren la totalidad de deuda bruta y más del 80% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras están incluidas en los epígrafes de la nota 12 de las Cuentas Anuales Consolidadas como "Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados", "Préstamos y partidas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento" (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), y ascienden a 8.177 millones de euros, de los cuales 7.807 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.666 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 3.860 millones de euros al cierre de 2009 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente, de las cuales el 79% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2011.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

Millones de euros, excepto los ratios		31 de diciembre			
		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
		2010	2009	2010	2009
I	Deuda financiera neta	7.224	10.928	1.697	4.905
II	Acciones preferentes	3.748	3.726	3.568	3.548
III	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	10.972	14.654	5.265	8.453
IV	Capital empleado	36.958	36.045	30.777	29.346
	Deuda financiera neta entre capital empleado(I/IV)	19,5%	30,3%	5,5%	16,7%
	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	29,7%	40,7%	17,1%	28,8%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2010 se situó en el 5,5%, frente al 16,7% del ejercicio anterior.

Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 17,1%, frente al 28,8% del ejercicio 2009.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2010 se cifró en el 19,5%, frente al 30,3% a 31 de diciembre de 2009. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 29,7%, frente al 40,7% de 2009.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2010 y 2009:

(millones de euros)	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2010	**2009**	**2010**	**2009**
Deuda neta al inicio del periodo	**10.928**	**3.481**	**4.905**	**2.030**
EBITDA	(9.196)	(6.749)	(7.688)	(5.517)
Variación del fondo de maniobra comercial	1.693	590	1.316	461
Inversiones (1)	5.091	8.964	4.468	4.991
Desinversiones (2)	(4.972)	(1.037)	(4.293)	(400)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	806	1.935	759	1.894
Efectos tipo de cambio	617	125	535	112
Impuestos pagados	1.627	1.168	1.490	1.054
Variación del perímetro de consolidación (3)	(372)	1.809	(395)	-
Intereses y otros movimientos	1.002	642	600	280
Deuda neta al cierre del periodo	**7.224**	**10.928**	**1.697**	**4.905**

(1) En 2010 y 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 15 y 39 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.
(2) Igualmente, en 2010 y 2009 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 88 y 56 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado.
(3) En 2009 corresponde principalmente a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa y en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol YPF:

	Standard & Poor's	**Moody's**	**Fitch**
Deuda a corto plazo	A-2	P-2	F-2
Deuda a largo plazo	BBB	Baa1	BBB+

FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta.

Futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de la compañía.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Incertidumbre en el contexto económico. El ritmo de recuperación de la reciente crisis económico-financiera global está todavía sujeto a riesgos y a incertidumbres. El crecimiento de la economía mundial fue más lento en la segunda mitad de 2010 al debilitarse o agotarse el margen de maniobra de algunos factores que sostenían dicha recuperación, particularmente la reposición de inventarios y las políticas públicas anticíclicas de naturaleza fiscal y monetaria. Esta dinámica podría también predominar durante 2011, reduciendo los precios y los márgenes de la compañía respecto a los actuales, si bien se espera que la demanda mundial de petróleo y gas aumente debido a los países emergentes. El incremento de la deuda pública en casi todos los países como consecuencia de sus políticas anticrisis podría conducir a cambios fiscales y del marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Adicionalmente, una profunda reforma financiera, que está en proceso, podría tener importantes consecuencias para el conjunto de la economía. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF. En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes (que sacuden sobre todo el Golfo de México); el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2010, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) ascendió a 79,61 dólares por barril, frente a una media de 56,13 dólares por barril registrada durante el período 2001-2010, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001. En 2010, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 68 y 92 dólares por barril.

La demanda también puede sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

Regulación de las actividades de Repsol YPF. La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la

producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuesto de sociedades, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos. Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, la eficiencia energética, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas. Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades

expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además algunos de nuestros proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, tales como el Golfo de México, Brasil o la selva amazónica o en reservorios desafiantes, que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, podrían producirse daños personales, daños al medio ambiente, pérdidas de producción o destrucción de bienes y acciones legales y, dependiendo de la causa y la gravedad, daños a la reputación de Repsol YPF.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

Localización de las reservas. Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidades políticas o económicas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar cambios en el entorno empresarial. Por su

parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas. Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Entre los factores que nosotros controlamos destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos en la tecnología disponible así como en la habilidad para implementar dichas tecnologías y el know-how; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol YPF destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado. El precio del gas natural suele diferir entre los países en los que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso

sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las contrapartes, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela, España y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica. La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

Presencia significativa en Argentina. A 31 de diciembre de 2010 y de 2009, aproximadamente el 19% y el 20%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 20% a 31 de diciembre de 2010 y al 33% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde el año 2003 hasta el año 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. En 2010, después de un proceso de recuperación y según estimaciones preliminares, se ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9%. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las commodities, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;
- incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino.

En los últimos años se han impuesto gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, “Marco Regulatorio - Argentina” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación en el mercado local, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente. Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

RIESGOS FINANCIEROS

Riesgo de liquidez. Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, estos recursos disponibles cubren la totalidad de su deuda bruta y más de un 80% si se incluyen las acciones preferentes.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Riesgo de mercado

● **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede contratar derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance. Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción; por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

• **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente “Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF” y “Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).

- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la nota 20, "Gestión de riesgos financieros y del capital", y en la 21, "Operaciones con derivados", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

ÁREAS DE NEGOCIO

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	2010	2009
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos (1)	**125.653**	**121.768**
GNL:		
Producción trenes licuación (2) (3)	**5,1**	**4,7**
GNL comercializado (3)	**6,7**	**4,5**
Downstream:		
Capacidad de refino (4) (5)	**878**	**926**
Europa (6)	776	776
Resto del mundo	102	156
Crudo procesado (7) (8)	**34,4**	**35,1**
Europa	28,7	28,7
Resto del mundo	5,7	6,5
Número de estaciones de servicio	**4.447**	**4.428**
Europa	4.182	4.186
Resto del mundo	265	242
Ventas de productos petrolíferos (7) (9)	**38.613**	**39.429**
Europa	32.429	32.970
Resto del mundo	6.184	6.459
Ventas de productos petroquímicos (9)	**2.618**	**2.306**
Por Región:		
Europa	2.263	2.000
Resto del mundo	355	306
Por producto:		
Básicos	874	567
Derivados	1.744	1.739
Ventas de GLP (9)	**3.108**	**2.993**
Europa	1.680	1.677
Resto del mundo	1.428	1.316
YPF:		
Producción neta de hidrocarburos (1) (10)	197.442	208.708
Capacidad de refino (4) (11)	333	333
Crudo procesado (8) (11)	15,4	15,7
Número de estaciones de servicio (12)	1.653	1.668
Ventas de productos petrolíferos (9) (11)	14.146	13.906
Ventas de productos petroquímicos (10)	1.563	1.479
Ventas de GLP (9)	340	362
Ventas de gas natural(3)	14,0	15,9
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural(3)(13)	35,40	34,64
Ventas de distribución de electricidad(13)(14)(15)	54.833	34.973

(1) Miles de barriles equivalentes (kbep).
(2) Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 1,4 bcm en 2010 y 0,8 bcm en 2009 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.
(3) Billones de metros cúbicos (bcm).
(4) Miles de barriles por día (kbbl/d).
(5) La información de 2010 no incluye el 30% de Refap (Brasil), ya que fue vendida en diciembre de 2010.
(6) La capacidad reportada incluye la participación en ASESA.
(7) La información de 2009 y 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.
(8) Millones de toneladas.
(9) Miles de toneladas.
(10) Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 777 y 977 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2010 y 2009, respectivamente, lo que corresponde a Estados Unidos.
(11) Incluye el 50% de participación en Refinerías del Norte, S.A. ("Refinor").
(12) Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".
(13) Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,01% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2009 y del 30,13% a 31 de diciembre de 2010, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.
(14) Gigavatios hora (GWh).
(15) En 2009 corresponde a las operaciones de Gas Natural desde la adquisición de Unión Fenosa en el mes de abril.

Abreviaturas de unidades de medida

"bbl"……	Barriles
"bcf"……	Billones de pies cúbicos
"bcm"……	Billones de metros cúbicos
"bep"…….. ……..	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu"…… ……	British thermal unit
"GWh"…… ……..	Gigavatios por hora
"kbbl"……	Miles de barriles
"kbbl/d"……..	Miles de barriles por día
"kbep"……	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km²"……..	Kilómetros cuadrados
"Mbbl"…… ……..	Millones de barriles
"Mbep"…….. ……..	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm3/d"…… ……..	Millones de metros cúbicos por día
"MW"……..	Megavatios
"MWe"……	Megavatios eléctricos
"MWh"……	Megavatios por hora
"TCF"……	Trillones de pies cúbicos

UPSTREAM

ACTIVIDADES

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Argentina. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el

incremento de su presencia en países de la OCDE, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos. Para ello, durante los últimos años se ha materializado un exitoso esfuerzo en inversión en capital humano para favorecer el crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales, y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. En estas últimas destacan especialmente el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, en producción desde 2009, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y el offshore de Brasil.

En este país, a los exitosos resultados exploratorios de los últimos años se une el importante acuerdo alcanzado con la compañía china Sinopec para la creación de una de las mayores empresas energéticas de Latinoamérica, valorada en 17.777 millones de dólares. Repsol posee un 60% de la compañía y Sinopec, el 40% restante. Esta transacción pone en valor el éxito de la actividad exploratoria desarrollada por Repsol en Brasil durante los últimos años, y supone el reconocimiento a la acertada estrategia y al esfuerzo inversor realizado, tanto en recursos humanos como técnicos y materiales, en particular en el offshore presalino de Brasil.

Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Venezuela, Perú, Bolivia y Brasil, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África occidental e Indonesia.

Dentro de la estrategia definida de diversificación geográfica, en 2010 ha destacado la entrada en áreas de alto potencial exploratorio en Indonesia, Noruega, Angola, Rusia y Omán.

En Noruega, Repsol obtuvo en enero de 2010 la adjudicación en la ronda APA 2009 de dos licencias de exploración (PL-541 y PL-557) en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega. En junio se tomó una participación del 40% en la licencia PL-356, situada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego. La compañía realizará en 2011 trabajos exploratorios para confirmar las buenas expectativas de estas áreas marinas de Noruega.

En el primer trimestre de 2010, Repsol acordó en Indonesia con la compañía Niko Resources Ltd la adquisición de una participación del 45% en los bloques exploratorios Seram y East Bula, y de un 50% en el área de estudio Seram Sur. En enero de 2011, la transacción fue formalmente aprobada por el gobierno indonesio. En mayo de 2010, Repsol obtuvo en la ronda de licitación 2010 de Indonesia tres bloques exploratorios (Cendrawasih II, III y IV) ubicados en el offshore de la isla de Papúa, con la compañía Niko Resources Ltd como socio. Repsol tiene un interés neto del 50% y es la compañía operadora en uno de estos bloques. Ambos son pasos decisivos para la apertura de nuevas áreas con alto potencial exploratorio en este país con gran tradición petrolera.

El año 2010 también fue para Repsol el del inicio de la actividad exploratoria en el offshore de Angola, con la entrada en bloques exploratorios de gas situados en la cuenca de Lower Congo. Adicionalmente, en enero de 2011 Sonangol anunció los resultados de la primera Ronda Exploratoria desde 2007. Repsol obtuvo la adjudicación de tres bloques en esta ronda: bloque 22 (en el que es operador con un 30%), bloque 35 (25% Repsol) y el bloque 37 (20% Repsol).

En Rusia, a mediados de año 2010 se acordó la adquisición, ratificada oficialmente por las autoridades rusas a principios de 2011, del 74,9% del capital social de la compañía CSJC EUROTEK-YUGRA, que posee los bloques exploratorios Karabashsky 1 y 2 en la cuenca de West Siberian.

En agosto, Repsol alcanzó un acuerdo con RAK Petroleum, petrolera pública de Emiratos Árabes Unidos, para la adquisición de un 50% de participación en el bloque 47 (Jebel Hammah) de Omán. Este acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades gubernamentales de Omán. La compañía RAK continuará como operador del bloque, que se sitúa en el norte del país y consta de 4.964 kilómetros cuadrados.

La estrategia de diversificación en nuevos países ha venido dando sus frutos. Uno de ellos es el importante descubrimiento de crudo ligero realizado en 2010 en aguas de Sierra Leona, en concreto en el pozo Mercury-1. Este descubrimiento es el segundo de Repsol tras el sondeo Venus B-1, que se llevó a cabo en 2009, y es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento y en la que Repsol es una de las compañías pioneras en su exploración.

En 2010 han tenido lugar nuevos descubrimientos exploratorios en Brasil (Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (Mercury-1) y Colombia (Calamaro-1), que se unen a las exitosas campañas de 2008 y 2009, en las que se realizaron más de 20 hallazgos, cuatro de ellos situados entre los mayores de esos años. Dichos descubrimientos tuvieron lugar en áreas geográficas de especial relevancia, como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú y Bolivia. También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios, que están impulsando la creación de valor para sus accionistas. Dentro de este proceso de materialización del crecimiento futuro destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2010 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá), Venezuela (Cardón IV y Carabobo), Bolivia (Margarita-Huacaya), Perú (Kinteroni), Argelia (Reggane) y Libia (I/R).

Muchos de estos proyectos se desarrollan en áreas offshore donde Repsol se está consolidando como una de las empresas más competitivas y con más experiencia en la exploración y producción offshore, y continuará apostando decididamente por ello. En los últimos años, Repsol ha aumentado significativamente sus esfuerzos en el ámbito de la exploración, y ha aprovechado su experiencia técnica para convertirse en una compañía importante en la exploración offshore.

Los objetivos de Repsol en sus operaciones offshore, especialmente en aguas profundas, continúan siendo fortalecer la implementación ya existente de las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, seguir cumpliendo estrictamente con todas las regulaciones y formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 131% en 2010.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 27 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 20 de ellos. Adicionalmente, Repsol tiene presencia en Rusia a través de la participación en la compañía rusa Alliance Oil, además de en los bloques exploratorios obtenidos en 2010, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 28 países.

Pozos exploratorios terminados

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	1	*	-	-	-	-	1	*
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**4**	**1**	**8**	**3**	**-**	**-**	**12**	**4**

	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	2	2	-	-	-	-	2	2
América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	1	*	1	*	-	-	2	*
África	3	1	8	4	3	1	14	6
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**11**	**5**	**13**	**5**	**3**	**1**	**27**	**11**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Pozos de desarrollo terminados

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	47	13	4	2	7	3	58	18
Trinidad y Tobago	2	1	1	*	-	-	3	1
Resto de países de América del Sur	45	12	3	2	7	3	55	17
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	28	5	2	*	16	3	46	8
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**75**	**18**	**6**	**2**	**23**	**6**	**104**	**26**

	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	**23**	**3**	**4**	**1**	**1**	*	**28**	**4**
Trinidad y Tobago	1	*	-	-	-	-	1	*
Resto de países de América del Sur	22	3	4	1	1	*	27	4
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	**2**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**1**
África	**14**	**4**	**-**	**-**	**1**	*	**15**	**4**
Asia	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total	**39**	**8**	**4**	**1**	**2**	*	**45**	**9**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
* Menos de un pozo de desarrollo.

Actividad presente de Repsol por área geográfica						
	A 31 de Diciembre de 2010					
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques		Área neta (km^2) (2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	**12**	**25**	**385**	**7.160**	**-**	**-**
América del Sur	**51**	**31**	**5.933**	**39.997**	**3**	**1**
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Resto de países de América del Sur	44	31	3.570	39.997	3	1
América Central	**-**	**1**	**-**	**4.492**	**-**	**-**
América del Norte	**7**	**280**	**479**	**5.159**	**-**	**-**
África	**16**	**19**	**2.208**	**57.785**	**2**	**1**
Asia	**-**	**6**	**-**	**17.814**	**1**	*
Total	**86**	**362**	**9.005**	**132.407**	**6**	**2**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
(2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

	2010			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
	(km^2)			
Europa	31	24	12.785	7.521
América del Sur	973	297	107.951	45.633
Trinidad y Tobago	158	59	5.420	2.304
Resto de países América del Sur	815	238	102.531	43.329
América Central	-	-	11.231	4.492
América del Norte	18	5	10.719	5.633
África	612	170	116.053	59.823
Asia	-	-	47.324	17.814
Total	**1.634**	**496**	**306.063**	**140.916**

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

RESULTADOS

Resultado de explotación	**2010**	**2009**	**2010/2009**
(millones de euros)			
América del Norte y Brasil	2.911	63	4.521%
Norte de África	642	372	73%
Resto del mundo	560	346	62%
Total	**4.113**	**781**	**427%**

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2010 fue de 4.113 millones de euros, frente a los 781 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 426,6%. El EBITDA ascendió a 2.478 millones de euros, frente a los 1.699 millones de 2009. El resultado de 2010 incluye una plusvalía de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil. Sin tener en cuenta el citado beneficio, el resultado de la actividad de Upstream es superior en 2010, fundamentalmente debido a los mayores precios de realización del crudo y del gas, y al aumento de la producción en el período, pese a los mayores costes en exploración y a los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 72,6 US$/barril (54,7 €/barril), frente a los 56,7 US$/barril (40,7 €/barril) de 2009. El precio medio del gas se situó en los 2,7 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 19%

respecto al del ejercicio anterior. Estas variaciones están en línea con la variación experimentada por los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (*lifting cost*) alcanzó los 3,0 dólares por barril. Esta cifra es muy similar a la correspondiente al ejercicio 2009 (2,9 dólares por barril). En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 ha sido de 44,1 dólares por barril.

DESCUBRIMIENTOS

En 2010, la compañía ha participado en nuevos descubrimientos, lo que supone continuar con los exitosos resultados exploratorios de 2008 y 2009. Estos descubrimientos se han realizado en Brasil (con los sondeos Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (sondeo Mercury-1) y Colombia (sondeo Calamaro-1). También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela, que ha confirmado y mejorado el gran potencial del área.

Algunos de los descubrimientos de esta etapa histórica de la compañía desde el punto de vista exploratorio se han localizado en áreas tan importantes como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia, y han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro.

Adicionalmente, dentro de los trabajos de desarrollo del Área Río Grande en Bolivia, Repsol realizó en 2010 un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22.

En Brasil, en junio de 2010 finalizó la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino, lo que podría incrementar significativamente el potencial de reservas remanentes en este importante campo del offshore brasileño. El campo Albacora Leste, en el que Repsol participa con un 10%, se encuentra en producción desde abril de 2006.

En mayo de 2010, en el bloque de desarrollo BM-S-7 Piracucá, situado en el offshore de Brasil, en concreto en la cuenca de Santos, se concluyó el sondeo exploratorio Piracucá-2, con resultado positivo. Se trata del tercer sondeo positivo perforado después de los dos de 2009 (Pialamba y Piracucá-1). Tras los positivos resultados exploratorios y de evaluación de 2009, confirmados en 2010 con el sondeo Piracucá-2, se decidió iniciar los trabajos de desarrollo del bloque con el objetivo de su puesta en producción en el año 2015.

En noviembre de 2010 se anunció el segundo descubrimiento en aguas profundas de Sierra Leona, esta vez con el sondeo Mercury-1, lo que confirma el elevado potencial de un área muy poco explorada hasta la fecha y en la que Repsol puede considerarse una de las compañías pioneras. El sondeo descubridor se encuentra en el bloque SL-07B-10, a una profundidad de 4.862 metros, bajo una lámina de agua de 1.600 metros. La columna de hidrocarburos encontrada alcanza los 41 metros. Repsol, junto con sus socios Anadarko y Tullow, está evaluando los positivos resultados obtenidos y analizando la perforación de nuevos sondeos para materializar la viabilidad comercial de la zona. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sureste del descubrimiento Venus B-1, realizado en 2009.

A finales de año se produjo un descubrimiento exploratorio en Colombia con el sondeo Calamaro-1, en el bloque Rondón, ubicado en la cuenca de Llanos.

El 12 de abril de 2010, Repsol anunció la finalización con resultados positivos del sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, situado en aguas de Venezuela. Este sondeo, perforado con una lámina de agua de 60 metros, atravesó un

espesor neto de hidrocarburos (*net pay*) de 840 pies (260 metros). Con los resultados de este sondeo se confirmaron al alza las expectativas de recursos recuperables de gas en el bloque, que se estimaron en 8 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas tras el descubrimiento con el sondeo Perla 1X en 2009. De hecho, tras la perforación del sondeo Perla 2X, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, lo que confirma al megacampo Perla como el mayor descubrimiento de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes en Venezuela.

En la fase de exploración, Repsol opera el bloque Cardón IV al 50% con la compañía italiana ENI. En la futura fase de desarrollo del bloque, que se está definiendo, PDVSA, la compañía petrolera nacional de Venezuela, tomaría un 35% en el proyecto, junto con Repsol (32,5%) y ENI (32,5%).

En agosto de 2010, Repsol, dentro del consorcio YPFB Andina, anunció en Bolivia un importante descubrimiento de gas en el Área de Río Grande con el pozo de desarrollo RGD 22. Esta área, que está en producción desde el año 1968 en formaciones geológicas diferentes a la descubierta en 2010, se encuentra 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Repsol realizó este descubrimiento de gas dentro de los trabajos de profundización de pozos existentes para el incremento de la producción en este campo. Se estima que el hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas, cantidad que equivale a diez meses de consumo de gas en España. Dado que el campo Río Grande ya tiene la infraestructura necesaria, los recursos añadidos se podrán poner en producción en un breve plazo de tiempo.

Las pruebas de producción en el pozo RGD 22 arrojaron un caudal de 6 millones de pies cúbicos/día y 160 barriles de condensado. Las perforaciones futuras permitirán definir con más exactitud el tamaño del hallazgo.

En enero de 2011, la compañía anunció el resultado positivo del sondeo de evaluación Carioca NE, en el prolífico bloque BM-S-9, en aguas profundas de Brasil.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 344.256 barriles equivalentes de petróleo/día en 2010, lo que supone un incremento del 3,2% respecto a 2009. Este aumento se origina principalmente en Perú por la puesta en marcha de la planta de Perú LNG en junio de 2010, en Estados Unidos tras la puesta en marcha de Shenzi en marzo de 2009, en Libia por el incremento de cuota y en Venezuela por la incorporación de Barúa Motatán, parcialmente compensada con la venta de Barrancas, ambas en febrero 2010. Todo ello compensado parcialmente con la menor producción en Argelia, principalmente por el cambio de coeficiente en 2010, en base a la aplicación de los términos contractuales y en Brasil (por el declino de Albacora Leste). Aislando el impacto de los mayores precios de referencia en los contratos PSC (Production Sharing Contract), la producción hubiera aumentado un 6% respecto a 2009.

Es de destacar en Brasil que el 25 de Diciembre de 2010 comenzó la prueba de producción de larga duración (Extended Well Test) del yacimiento Guará en el bloque marino BM-S-9. La duración prevista para esta prueba es de cinco meses.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica para 2009 y 2010:						
	2010			2009		
	Líquidos	Gas natural	Total	Líquidos	Gas natural	Total
	(Mbbl)	(bcf)	(Mbep)	(Mbbl)	(bcf)	(Mbep)
Europa	**1**	**2**	**1**	**1**	**2**	**1**
España	1	2	1	1	2	1
América del Sur	**26**	**390**	**96**	**25**	**380**	**93**
Bolivia	2	33	8	2	32	8
Brasil	3	1	3	4	1	4
Colombia	2	-	2	2	-	3
Ecuador	6	-	6	6	-	6
Perú	3	23	7	3	10	4
Trinidad y Tobago	6	282	56	6	277	55
Venezuela	4	51	14	2	60	13
América Central	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
América del Norte	**10**	**3**	**11**	**8**	**3**	**9**
Estados Unidos	10	3	11	8	3	9
África	**16**	**12**	**18**	**15**	**24**	**19**
Argelia	1	12	3	2	24	6
Libia	15	-	15	13	-	13
Asia	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Producción total neta	**53**	**407**	**126**	**49**	**409**	**122**

Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.059	329	168	70
Trinidad y Tobago	99	69	47	16
Resto de países de América del Sur	960	260	121	54
América Central	-	-	-	-
América del Norte	12	3	-	-
África	230	46	77	23
Asia	-	-	-	-
Total	**1.309**	**384**	**250**	**97**

	A 31 de diciembre de 2009 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto de países de América del Sur	987	308	107	47
América Central	-	-	-	-
América del Norte	12	3	-	-
África	181	51	78	23
Asia	-	-	-	-
Total	**1.290**	**439**	**244**	**92**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

RESERVAS

Al cierre de 2010, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.100 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep), de los cuales 376 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 724 Mbep (66%), a gas natural.

En 2010, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con la incorporación de 165 Mbep, destacando Perú (114 Mbep), Trinidad y Tobago (15 Mbep) y Libia (14 Mbep).

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (36%). Un 46% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador…), el 12% en el norte de África (Argelia y Libia), el 5% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

INVERSIONES

El área de negocio de Upstream invirtió en 2010 un total de 1.126 millones de euros, lo que supone mantener el esfuerzo inversor del año anterior (1.122 millones de euros en 2009). La inversión en desarrollo representó el 50% del total y se realizó principalmente en Trinidad y Tobago (16%), Bolivia (14%), Brasil (13%), Perú (12%), EE.UU. (10%), Ecuador (9%) y Libia (7%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (76%) y EE.UU. (8%).

DESINVERSIONES

El acuerdo alcanzado en el mes de octubre entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros). El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Tras la citada operación, el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Adicionalmente, en 2010 se ha recibido un anticipo de 70 millones de euros por el acuerdo de venta a Enagás de la participación del 82% que Repsol poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo de Gaviota, enajenado por un importe total de 87 millones de euros (de esta cifra, 16 millones de euros están condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación). Esta venta, pendiente de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes, significa un paso más en la estrategia de desinversión gradual en activos no estratégicos llevada a cabo por Repsol.

ACTIVIDADES EN LOS PRINCIPALES PAÍSES

Norteamérica

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, con su participación en el importante proyecto de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

El campo Shenzi, donde Repsol participa con un 28% y que está en producción a través de su propia plataforma desde marzo de 2009, es uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre del ejercicio se encontraban en producción diez pozos a través de esta plataforma. En los próximos meses se espera continuar con la terminación de la perforación de los demás pozos de desarrollo, tras el levantamiento en octubre de 2010 de la moratoria de perforación en aguas profundas del Golfo de México impuesta a finales de abril de 2010 por parte del Departamento de Interior de Estados Unidos.

La citada moratoria se levantó el 12 de octubre de 2010 y en Shenzi se reanudaron las operaciones de perforación para la inyección de agua en el yacimiento en noviembre de 2010. En la actualidad se está completando la revisión de los procedimientos operativos y de los sistemas de gestión para estar en disposición de cumplir de manera estricta con las nuevas exigencias regulatorias para la perforación de sondeos adicionales de exploración y producción. En 2010 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 105.000 barriles de petróleo/día. El plan de inversiones futuras tiene como objetivo mantener un *plateau* anual de producción en el rango de los 100.000 a 120.000 bep/día para los próximos cinco años e incluye un proyecto de recuperación secundaria vía inyección de agua que estará operativo a mediados de 2012. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial, aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación en 2009 amplió el potencial esperado de esta área. El primer sondeo de delineación de estas formaciones está previsto para 2011.

El sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que estaba previsto perforar en 2010, se prevé que se iniciará en 2011. Este retraso se debe a la moratoria de perforación impuesta en 2010 en Estados Unidos, si bien no afecta a la fecha estimada de puesta en producción del campo, en 2017. Este sondeo de evaluación ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo. Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con

una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

Repsol obtuvo en marzo de 2010 la adjudicación de 16 nuevos bloques exploratorios en la ronda 213, en el Golfo de México; cinco con un 100 % de participación y el resto en asociación con Ecopetrol (cinco con una participación del 60%, otros tantos con el 40% y un bloque más al 50%). Estos bloques se encuentran en las cuencas de Mississippi Canyon, Garden Banks, Walker Ridge y Keathley Canyon. Además de los 16 bloques mencionados, Repsol también obtuvo participación, por acuerdo con las compañías adjudicatarias, en dos más ofertados en la ronda 213, en Mississippi Canyon y Keathley Canyon.

En Alaska, Repsol participa con un 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort, junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC. Se están realizando estudios para establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% de 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

Estos activos, sumados a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios en Estados Unidos de más de 275 bloques. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

En Canadá, Repsol continuó en 2010 ampliando su conocimiento geológico de las áreas disponibles para poder definir el valor de las oportunidades que se están presentando en el país. La compañía ya participa actualmente en tres bloques de exploración en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en Jeanne d'Arc Basin. Adicionalmente, en la Ronda Exploratoria llevada a cabo a finales de 2010, Repsol obtuvo un 25% en los bloques NL 10-01 y NL 10-02, en el área Jeanne d'Arc Basin, a la espera de la ratificación oficial de las autoridades gubernamentales canadienses.

Latinoamérica

Brasil

En 2010 se ha producido un hito de gran importancia dentro de la estrategia en esta área clave para la compañía. En octubre se anunció la alianza entre Repsol y Sinopec en Brasil para crear una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. La Junta de Accionistas de Repsol Brasil aprobó el 28 de diciembre de 2010 una ampliación de capital de 7.111 millones de dólares suscrita en su totalidad por Sinopec, dando lugar a una empresa con un valor de 17.777 millones de dólares. Tras la operación, Repsol mantiene el 60% del capital social de la compañía y Sinopec, la mayor petrolera china, el 40% restante. La aportación de fondos de esta operación permitirá a la compañía afrontar las inversiones necesarias para el total desarrollo de sus activos en Brasil, incluyendo algunos de los mayores descubrimientos del mundo, como los obtenidos en los bloques de Guará y Carioca. Repsol y Sinopec continuarán con sus planes de expansión en Brasil y participarán, conjuntamente o por separado, en futuras rondas de licitación en el país. Esta transacción, realizada entre dos compañías líderes, pone en valor el éxito de la actividad exploratoria realizada por Repsol en Brasil durante los últimos años.

El offshore brasileño es una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo. El acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec es una muestra del gran interés internacional por el momento histórico que atraviesa Brasil, y particularmente por la actividad en el presalino de la cuenca de Santos.

Repsol es una de las compañías energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil. Dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo ya en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años, entre los que destaca especialmente el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con los descubrimientos de Guará, Carioca, Iguazú Norte y Abaré Oeste, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo, y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674).

En el área de Guará finalizó en agosto de 2010 el pozo de evaluación Guará Norte, con resultado positivo, lo que confirma el elevado potencial de reservas de este campo. Durante 2010 se llevaron a cabo los trabajos previos para la realización de una prueba extensa de producción (EWT) que durará 5 meses, con inicio en diciembre de 2010. También se concretaron acuerdos para la contratación de una plataforma de perforación (*rig)* adicional a la existente y para la construcción de una futura segunda unidad de producción (FPSO). Todos estos trabajos están encaminados a iniciar el desarrollo de esta área, con el objetivo de comenzar su producción en 2013.

En el área de Carioca, en 2010 comenzó la perforación del pozo de evaluación de la zona nordeste de la estructura para obtener datos definitivos que permitan definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, además de la realización de pruebas extensas de producción (EWT), previstas en 2011, y la perforación de un sondeo adicional. La compañía anunció en enero de 2011 el resultado positivo de este sondeo de evaluación (Carioca NE).

En el bloque BM-S-9 existe un potencial exploratorio que se evaluará en los dos próximos años. En 2009 ya se realizaron otros dos descubrimientos exploratorios (Iguazú Norte y Abaré Oeste), por lo que las expectativas del resto del bloque también son elevadas.

En 2010 se continuó con el plan de desarrollo aprobado en 2009 para el campo Piracucá (bloque BM-S-7), con el objetivo de ponerlo en producción en el año 2015. En mayo de 2010 terminó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2 en este bloque del offshore de Brasil, que se une a los dos sondeos de exploración y evaluación que resultaron positivos en 2009 y que fundamentaron el desarrollo actual del campo.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuenca de Campos), que está en producción desde abril de 2006. En este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil finalizó en junio de 2010 la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

Bolivia

Los socios del importante proyecto de gas Margarita-Huacaya, una de las iniciativas estratégicas de la compañía, tomaron en 2010 la decisión de iniciar los trabajos para el desarrollo de la Fase I. Este proyecto clave se encuentra en los campos Margarita y Huacaya, al norte del estado de Tarija, y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último hallado en 2008 y que supuso uno de los cinco mayores descubrimientos

realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la producción de los niveles actuales (2,3 millones de metros cúbicos por día, Mm^3/d) a un *plateau* intermedio de 8,3 Mm^3/d en 2012, con la posibilidad de elevar la producción en una segunda fase a 14 Mm^3/d en 2013. En el marco del plan de desarrollo, en julio de 2010 se anunció la firma del contrato de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas en el campo Margarita para aumentar la capacidad actual de producción a 8,3 Mm^3/d. Se estima que en un plazo de aproximadamente 20 meses desde la firma del contrato finalicen los trabajos de construcción de la planta.

En agosto de 2010, dentro del programa de perforación de desarrollo del Área de Contrato de Río Grande, unos 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, Repsol realizó un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22, culminando con éxito un proyecto de profundización de pozos existentes con el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos en el país. El hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas. Estos recursos podrán ser puestos en producción en un breve plazo de tiempo, ya que el campo Río Grande cuenta con la infraestructura necesaria.

Perú

En junio de 2010 se inició el suministro de gas natural procedente del campo Camisea, en el que Repsol posee un 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, donde la compañía cuenta con una participación del 20%. El campo Camisea está conformado por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuado Peru LNG. El bloque 88 tiene dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari (en producción desde 2009). El bloque 56 inició la producción del yacimiento Pagoreni en 2008.

Durante 2010 empezaron los trabajos del plan de desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado en 2008 con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 kilómetros del campo de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora.

El desarrollo temprano de la zona sur de Kinteroni incluye la perforación de 2 pozos nuevos y el reacondicionamiento del pozo descubridor de 2008. Antes del inicio de la fase de perforación se obtuvo en 2010 la aprobación del correspondiente Estudio de Impacto Ambiental. En agosto de 2010 se inició la perforación del primer pozo de desarrollo que finalizó en el cuarto trimestre de 2010. Durante 2011 se realizará el segundo pozo de desarrollo y el reacondicionamiento del pozo descubridor. Se prevé empezar a producir en 2012.

En octubre de 2010, Perupetro adjudicó, pendiente de la ratificación oficial, las licencias de exploración de los lotes 176, 180, 182 y 184, en la Faja Plegada Subandina, a un consorcio formado por Repsol (25% y operador), Ecopetrol (50%) e YPF (25%). Estas áreas completan el posicionamiento exploratorio de Repsol en la Faja Plegada Peruana. También en 2010 Repsol entró con un 30% en el bloque 101, operado por la compañía Talismán y situado en la cuenca de Marañón.

Venezuela

Durante 2010 se han producido dos importantes hitos relacionados con proyectos clave para la compañía: el descubrimiento realizado con el sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, y la entrada en el proyecto Carabobo-1.

En abril se estimó que, con los resultados preliminares del sondeo de evaluación Perla 2X, los recursos recuperables de gas tras el gran descubrimiento del sondeo Perla 1X

en 2009 (8 TCF), se veían confirmados e incluso superados. Repsol opera al 50% con la italiana ENI el consorcio descubridor del bloque Cardón IV, en el que se ubica el megacampo Perla, en aguas someras del Golfo de Venezuela.

El Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó en junio el plan de evaluación del bloque Cardón IV, que contempla la perforación de los sondeos de delineación Perla 3X, terminado con resultado positivo en 2010, y Perla 4X, iniciado en 2010, y la perforación de otro sondeo opcional. Adicionalmente, el MPPEP aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, tras la perforación del sondeo Perla 2X.

En febrero de 2010, un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Éste consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco, una de las áreas con mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. El área de Carabobo está situada en la zona este de la faja, que, según el US Geological Survey, podría tener un volumen recuperable de hasta 513.000 millones de barriles de crudo pesado. En este proyecto se estima alcanzar una producción de 400.000 barriles de petróleo al día durante 40 años, y se incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo/día.

En mayo de 2010 se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta Petrocarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del proyecto Carabobo.

El proyecto Carabobo permitirá a Repsol incrementar su producción y sus recursos, en línea con los objetivos marcados. Parte del crudo pesado del proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en dichas instalaciones.

En febrero de 2010 se firmó la incorporación del área productiva Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo. La producción de Barúa-Motatán se incorporó a Petroquiriquire con fecha efectiva 10 de febrero de 2010. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

Trinidad y Tobago

En este país, Repsol continúa siendo una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, participada en un 30% por Repsol, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2010 alcanzó una producción total media diaria de más de 470.000 bep.

Adicionalmente, Repsol es el operador del bloque marino TSP, con una participación del 70%.

Otros países

En la ronda exploratoria celebrada en 2010, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia adjudicó dos bloques offshore (Cayos-1 y Cayos-5), pendientes de ratificación oficial, al consorcio formado por Repsol (35%), Ecopetrol (50%) e YPF (15%). En enero de 2011, Repsol firmó un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol y la brasileña Petrobras para adquirir una participación en el bloque exploratorio offshore Tayrona, localizado en aguas del Caribe colombiano, próximo a la Península de La Guajira. Tras el acuerdo, Repsol cuenta con una participación del 30% en el bloque, mientras que Ecopetrol tiene otro 30% y Petrobras, que continuará como operador, el 40% restante. La operación está sujeta a la aprobación de la ANH.

En Guyana, Repsol realizó en 2010 los trabajos previos orientados a la perforación del prospecto Jaguar-1X, previsto para el segundo trimestre de 2011. El sondeo se encuentra en el bloque marino Georgetown y Repsol es el operador del mismo, con el 15%, siendo los restantes socios YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%).

En Cuba, Repsol firmó en enero de 2010 el contrato de alquiler con la compañía Saipem para la utilización del equipo de perforación Scarabeo-9, que cumple con todas las especificaciones técnicas y todas las limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. Esto, junto con el resto de los trabajos preparatorios realizados durante 2010, permitirá el inicio de la perforación del sondeo exploratorio Jagüey en la segunda mitad de 2011.

En Ecuador, el 23 de noviembre de 2010 se acordó la modificación del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16, para adoptar el modelo de contrato de prestación de servicios. El nuevo contrato, que tendrá vigencia hasta 2018, tiene efectos desde el 1 de enero de 2011. Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno.

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Sierra Leona, donde en 2010 se ha realizado un importante descubrimiento con el sondeo Mercury-1, y participa en bloques exploratorios en Liberia, Angola y Guinea Ecuatorial.

Libia

En 2010 se concluyeron trabajos importantes dentro del plan de desarrollo del campo “I/R”, que entró en producción en junio de 2008 y que se espera que alcance su máximo potencial de producción una vez terminadas las instalaciones permanentes, entre 2012 y 2013, con un *plateau* de producción de 75 kbbl/d. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierto en 2006, el campo “I/R” es uno de los grandes hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol.

Así, en 2010 se pusieron en operación las cuatro estaciones recolectoras (manifolds) que contempla el plan de desarrollo del campo, además de la línea definitiva de exportación de crudo hacia las instalaciones centrales del bloque NC115. Las

instalaciones para la inyección de agua en el campo se terminaron en 2010 y a finales del ejercicio se comenzó la inyección.

En mayo de 2010 se puso en producción el campo K, situado en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo fue aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008. El campo está produciendo a través de dos pozos.

Argelia

Repsol firmó en enero de 2010 con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT) el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que desarrollará las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

La adjudicación de este nuevo bloque, que se produjo en diciembre de 2009, refuerza la posición de Repsol en Argelia, donde la compañía tiene una importante presencia en las áreas de Reggane, Tinfouye Tabenkort y Tifernine, y reafirma su apuesta por este país como área de crecimiento.

Respecto al importante proyecto de gas de Reggane, en 2010 se trabajó junto con las autoridades argelinas en los pasos finales para el lanzamiento del plan de desarrollo del bloque, cuyos trabajos se espera comenzar en 2011. El plan de desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para finales del año 2014 o durante 2015. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

Sierra Leona

Repsol, junto a sus socios Anadarko y Tullow, realizó en 2010 un segundo descubrimiento en aguas profundas del país. El nuevo descubrimiento de hidrocarburos, realizado en el pozo Mercury-1, es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento. Se perforarán nuevos pozos para determinar la comercialidad de la zona.

Este descubrimiento se suma al éxito del pozo Venus B-1, en el que en 2009 se encontraron gas e hidrocarburos líquidos a una profundidad de 5.639 metros. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sudeste de Venus B-1.

Repsol ha sido pionera en la exploración en esta región de África. Las operaciones de la compañía, iniciadas en 2003, han dado como resultado el descubrimiento de un área de alto potencial que se seguirá explorando junto con sus socios.

Europa

Noruega

En enero de 2010, el gobierno noruego adjudicó en la ronda APA 2009 dos nuevas licencias de exploración en este país (PL-541 y PL-557), en concreto en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega, a sendos consorcios en los que Repsol participa.

Repsol es el operador de la licencia PL-541, situada en el sector noruego del Mar del Norte. La compañía participa con un 50% en esta adjudicación, junto con la italiana Edison (35%) y la noruega Skagen (15%). De este modo, Repsol se constituye por primera vez como operador en la Norwegian Continental Shelf (NCS), lo que supone el reconocimiento de la capacidad de la compañía por parte de las autoridades noruegas, muy valorado en el sector.

En la segunda licencia, PL-557, localizada en el Mar de Noruega, Repsol participa con un 40%, junto con la austriaca OMV (50% y operador) y la noruega Skagen (10%).

Adicionalmente, Repsol tomó en junio de 2010 una participación del 40% en la licencia PL-356, operada por DetNorske, que mantiene un 60%, y que está localizada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego.

Repsol inauguró en 2009 una oficina permanente en Oslo, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país.

España

Repsol avanzó durante el ejercicio en los trabajos para el desarrollo de los campos de petróleo descubiertos en 2009, Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. El plan de desarrollo contempla su puesta en producción en 2011 a través de la plataforma Casablanca, lo que permitiría prorrogar la producción de los campos de Repsol existentes en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), así como ampliar el período de utilización de dicha plataforma.

En 2010, Repsol completó y entregó a las autoridades el Estudio de Impacto Ambiental, realizó la ingeniería de detalle de los equipos y solicitó el permiso de explotación.

En el año 2010, Repsol también obtuvo el bloque exploratorio Turbon en la cuenca Surpirenaica.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

ENTORNO Y ACTIVIDAD

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural Fenosa y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El mercado de GNL se ha caracterizado durante 2010 por la recuperación de la demanda de gas, tanto en Europa como en el Lejano Oriente. En el caso europeo, el incremento en el primer semestre ha sido del 10%, aproximadamente, sobre la del año anterior.

En cuanto a los precios, el ejercicio comenzó con el mercado americano y su índice de referencia, el Henry Hub (HH), marcando el precio de mercado y definiendo las

operaciones de contado (*spot*) en la cuenca atlántica. Sin embargo, ya en el segundo trimestre del año, el mercado de Estados Unidos empezó a perder peso frente al mercado europeo y el National Balancing Point (NBP) empezó a servir de referencia para las operaciones de contado (*spot*), tanto en la cuenca atlántica como en la pacífica. El mercado aprovechó diferenciales de hasta 4,5 dólares por millón de Btu entre el NBP y el HH para ejecutar varios desvíos de las terminales americanas a Europa.

Se estima que el descenso del índice americano pueda estar relacionado con la disminución de los costes de producción del *shale gas*. El NBP se mantiene alto, sostenido por el declino de las reservas del Mar de Norte y por las ventas de gas del Reino Unido para el centro de Europa (siendo una alternativa a los contratos a largo plazo indexados a Brent).

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio ponderado del pool eléctrico español fue de 37,0 euros por MWh en 2010, similar al registrado en 2009. La demanda peninsular de energía eléctrica finalizó el año en 259.940 GWh, un 3,2% superior a la del 2009. Corregido el efecto de la temperatura, el crecimiento anual fue del 2,9% frente al descenso del 4,8% registrado en 2009.

En cuanto al balance de producción en España, el hecho más significativo ha sido el notable crecimiento de más de un 59% respecto al año anterior de la generación hidráulica, lo que ha permitido cubrir el 14% de la demanda frente al 9% en 2009. En el otro extremo se han situado los grupos de carbón y de ciclo combinado, que han acusado importantes disminuciones de producción respecto al periodo anterior del 34% y 17%, respectivamente.

RESULTADOS

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2010 fue de 105 millones de euros, frente a los 61 millones negativos del ejercicio anterior. El EBITDA en 2010 se cifró en 277 millones de euros (150 millones en 2009).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL en 2010, que se vieron parcialmente compensados por los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG. En el ejercicio 2009, esta área generó un resultado de explotación negativo, cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales adversas, como la emitida en el asunto Gassi Touil.

ACTIVOS Y PROYECTOS

El año 2010 se caracterizó principalmente por la entrada en producción en junio de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. Los otros socios en Peru LNG son Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG, estando prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011.

En junio de 2009 se produjo la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en abril de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se ha firmado con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizarán buques Q-Flex y Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5,0 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe y su combustible principal es el gas natural procedente de BBG. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2010 una disponibilidad del 83% y un factor de carga del 46%, ambos parámetros muy por debajo de los de 2009 por la gran parada programada de octubre de 2010, al haberse alcanzado las 48.000 horas de funcionamiento, y a la parada no programada posterior por problemas encontrados en dicha revisión. Adicionalmente, hay que considerar la menor generación de ciclos

durante el primer semestre del año por el aumento de generación renovable e hidráulica.

En 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBG; Enagás compró un 15%, y el Ente Vasco de la Energía (EVE) y un fondo de infraestructuras alemán un 5% cada uno. Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 metros cúbicos, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 metros cúbicos y capacidad de vaporización de 800.000 metros cúbicos normales por hora. Asimismo, se ha aprobado la ampliación con la construcción de un tercer tanque de 150.000 metros cúbicos y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 metros cúbicos normales por hora.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. El Decreto de Concesión fue aprobado por el Consejo de Ministros, ratificado por la Asamblea Nacional y publicado en la Gaceta Oficial del Estado. Asimismo, en julio de 2010 se ha firmado el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en enero 2011 ha finalizado la perforación del pozo Garoupa-2. Su evolución permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%) que desarrolla estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios sirven para evaluar la viabilidad técnica y económica de la citada planta de licuación flotante. Se están realizando en paralelo tres estudios con sendos consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable.

En mayo de 2010, Repsol notificó a National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su intención de discontinuar su participación en el proyecto Persian LNG.

TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros.

Repsol comercializó en 2010, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 6,7 bcm, un 49% más que en 2009, procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago y de la nueva planta de licuación de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010. El destino principal de los cargamentos es España y Canaport LNG, si bien se han realizado ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2010 Repsol es propietario de siete metaneros y otros dos en propiedad compartida al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros han sido incorporados durante 2010, en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques tienen una capacidad nominal de aproximadamente 175.000 metros cúbicos de GNL cada uno e incorporan las últimas tecnologías existentes.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados otros dos metaneros durante 33 meses y suscribe asimismo otros arrendamientos puntuales de menor duración.

INVERSIONES

El área de negocio de GNL invirtió en 2010 un total de 82 millones de euros, lo que supone un descenso del 34% respecto a los 125 millones de 2009. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG, así como a los proyectos de Floating LNG Brasil y Angola LNG.

DESINVERSIONES

En julio de 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBG a Enagás y otros accionistas minoritarios por un importe de 31 millones de euros.

DOWNSTREAM

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refino de petróleo, comercialización de productos petrolíferos y GLP, y producción y comercialización de productos químicos. La información que se facilita en este apartado no incluye las actividades de YPF. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

RESULTADOS

Resultado de explotación	2010	2009	2010 / 2009
(millones de euros)			
Europa	1.182	800	48%
Resto del mundo	122	222	-45%
Total	**1.304**	**1.022**	**28%**

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.304 millones de euros, lo que supone un incremento del 28% respecto a los 1.022 millones del ejercicio 2009. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una recuperación de márgenes y volúmenes en el negocio químico.

- Un mejor resultado del negocio de refino debido al aumento del margen de refino de la compañía.

- Un buen comportamiento del negocio de marketing, con sólidos márgenes.

- El efecto de valorar los inventarios a coste medio, en lugar de a coste corriente de reposición (CCS) ascendió a 498 millones de euros en 2010, frente a los 367 millones de euros de 2009, debido al incremento del precio del crudo y sus productos derivados.

REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 776.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día. Hasta el 14 de diciembre de 2010, fecha en que fue vendida esta participación, Repsol también poseía un 30% en la refinería Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 190.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

En 2010, la actividad y los resultados de la división de Refino siguieron estando muy influenciados por la crisis económica internacional. Durante 2009 se produjo una reducción de la demanda de productos petrolíferos, especialmente de los destilados medios, lo que debilitó notablemente sus diferenciales de precios con el crudo, erosionando los márgenes de refino. Asimismo, la menor demanda de productos petrolíferos condujo a una reducción de la oferta de crudos pesados, ya que los países productores maximizan la producción de crudos ligeros para compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados estrechó los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando igualmente a la baja los márgenes de refino,

especialmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como el de Repsol.

La Agencia Internacional de la Energía ha revisado al alza la demanda de productos petrolíferos en 2010, tras dos años (2008 y 2009) de continuas caídas. El incremento de demanda se produce fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza. En los mercados europeos continuó la caída en 2010 y seguirá esta tendencia en 2011. Este comportamiento de la demanda en la zona OCDE ha provocado el cierre de refinerías poco competitivas en 2009 y 2010, o su transformación en instalaciones de almacenamiento.

El inicio de la recuperación de la demanda de productos petrolíferos a nivel global, que lleva asociado un incremento en la demanda de crudo, junto con la disminución de la capacidad de refino por cierre de refinerías, ha provocado una mejora de los diferenciales de crudos y productos ligeros-pesados en 2010 respecto al año anterior, que se ha traducido en una modesta recuperación de los márgenes de refino durante el ejercicio.

El índice de margen de refino en España se situó en 2010 en 2,5 dólares por barril, superior al de 2009 (1,3 dólares por barril), gracias a la mejora de los diferenciales anteriormente apuntada. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,2 dólares por barril, frente a los 4,1 dólares por barril de 2009.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2010:

	Destilación primaria (miles de barriles por día)	Índice de conversión (2) (%)	Lubricantes (miles de toneladas por año)
Capacidad de refino (1)			
España			
Cartagena	100	—	155
A Coruña	120	66	—
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	—
Bilbao	220	32	—
Total Repsol (España)	**776**	**43**	**265**
Perú			
La Pampilla	102	24	—
Total Repsol	**878**	**40**	**265**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.

(2) Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 34,4 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2% respecto a 2009. La utilización media de la capacidad de refino fue del 73,6% en España, frente al 74,5% del año anterior. En Perú, el grado de utilización fue inferior al de 2009, pasando del 76,7% al 71,2% en 2010.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN	2010	2009
Materia prima procesada (1)(2)		
Crudo	34.410	35.135
Otras materias primas	7.321	6.350
Total	41.731	41.485
Producción de refino (2)		
Destilados intermedios	18.668	18.922
Gasolina	9.084	7.090
Fuelóleo	6.081	6.230
GLP	1.166	956
Asfaltos (3)	1.478	1.768
Lubricantes	275	103
Otros (excepto petroquímica)	2.250	1.552
Total	**39.002**	**36.621**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo, excepto Refap, que se presenta teniendo en cuenta el 30% de participación poseída por el Grupo en 2009 y 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación ha sido vendida.
(2) Miles de toneladas.
(3) Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	2010	2009
Oriente Medio	22%	22%
Norte de África	19%	16%
África occidental	11%	10%
Latinoamérica	25%	27%
Europa	23%	25%
Total	**100%**	**100%**

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas (1) (2)	2010	2009
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	**32.429**	**32.970**
Marketing propio	**20.963**	**21.169**
Productos ligeros	17.850	17.781
Otros productos	3.113	3.388
Otras ventas	**5.591**	**6.222**
Productos ligeros	3.889	4.320
Otros productos	1.702	1.902
Exportaciones	**5.875**	**5.579**
Productos ligeros	1.688	1.849
Otros productos	4.187	3.730
Ventas resto del mundo	**6.184**	**6.459**
Marketing propio	**1.822**	**1.854**
Productos ligeros	1.469	1.509
Otros productos	353	345
Otras ventas	**3.383**	**3.406**
Productos ligeros	2.517	2.443
Otros productos	866	963
Exportaciones	**979**	**1.199**
Productos ligeros	357	659
Otros productos	622	540
Ventas totales	**38.613**	**39.429**
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	**22.785**	**23.023**
Productos ligeros	19.319	19.290
Otros productos	3.466	3.733
Otras ventas	**8.974**	**9.628**
Productos ligeros	6.406	6.763
Otros productos	2.568	2.865
Exportaciones	**6.854**	**6.778**
Productos ligeros	2.045	2.508
Otros productos	4.809	4.270
Ventas totales	**38.613**	**39.429**

(1) Exportaciones: expresadas desde el país de origen.

(2) "Otras ventas" incluyen ventas a operadores y bunker.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el impacto medioambiental y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que se han dado signos positivos en 2010, y que se irá consolidando en 2011, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

Este plan de inversiones tiene como proyectos clave la ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el de aumento de conversión en la refinería de Petronor (URF). Durante 2010 se avanzó en el desarrollo de estos proyectos según

los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones en el tercer trimestre de 2011. Con estas inversiones, la capacidad de conversión de Refino España, medida como FCC equivalente, pasaría del 43% al 63%.

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Horizonte 2014. La inversión prevista, que se estima en 3.262 millones de euros, convertirá este complejo en uno de los más modernos del mundo y duplicará su capacidad hasta los 220.000 barriles/día. El proyecto incluye, como unidades principales, un hydrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno. Durante 2010 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. Unas 6.000 personas trabajan en las obras, que se prevé que finalicen en 2011, con la puesta en marcha en el tercer trimestre del año. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte. Más del 50% de los productos del complejo serán destilados medios, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el déficit de estos productos en España.

En el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, se ha marcado un objetivo de incorporación de alrededor de cien personas con discapacidad en los diversos complejos industriales. En esta línea, Repsol realizó en 2010 un estudio en el Complejo Industrial de Puertollano, en colaboración con FSC Inserta (Fundación Once), para evaluar sesenta puestos de trabajo que podrán ser ocupados por personas con discapacidad.

MARKETING

A través de una estrategia plurimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente el área de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos mediante su amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) disminuyeron un 2,2% en 2010 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 38.613 miles de toneladas. Este descenso se debió a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España. En Europa se produjo un descenso del 1,6% y en el resto del mundo, del 4,3%.

En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 0,4%, mientras que en el resto de países se incrementaron un 5,3%.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando unos resultados relevantes, en línea con los del año anterior. Durante 2010 se continuó con una estricta política de control del riesgo de crédito, que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2010, Repsol contaba con 4.447 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.600 puntos de venta, de los cuales el 72% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 932 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (424), Italia (158) y Perú (265).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2010 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol (1)	Abanderadas (2)	Total
España	2.583	1.017	3.600
Perú	116	149	265
Portugal	266	158	424
Italia	51	107	158
Total	**3.016**	**1.431**	**4.447**

(1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.
(2) El término "abanderadas" se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En España, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa gasolina en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2010:

Marca	Puntos de venta
Campsa	328
Repsol	2.932
Petronor	313
Blancas	27
Total	**3.600**

Repsol continuó implantando en 2010 los compromisos adquiridos con la UE en 2006, entre los que destaca la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, sean arrendatarios de estaciones de servicio.

En 2010 se ha lanzado la tarjeta de pago REPSOL MÁXIMA, que proporciona un descuento del 2% en combustibles y del 5% en las tiendas de todas las estaciones de servicio de Repsol, Campsa y Petronor.

El crecimiento de la actividad internacional está permitiendo compensar la disminución de los mercados tradicionales. Por ejemplo, en el negocio de Lubricantes, Repsol ha alcanzado un acuerdo con el grupo industrial malayo UMV para la fabricación y distribución de lubricantes de Repsol en Malasia, China y otros países de la región.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes. A finales de 2010, la compañía empleaba a 246 personas discapacitadas en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2010 ascendieron a 3.108 miles de toneladas, lo que supone un incremento del 3,8% respecto a 2009. Por su parte, las ventas totales en España

aumentaron un 0,9% en comparación con el ejercicio anterior. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 243 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 61% en 2010.

Volumen de ventas de GLP	**2010**	**2009**
(miles de toneladas)		
España	1.503	1.489
Latinoamérica	1.428	1.316
Argentina	332	303
Bolivia	10	10
Chile	199	200
Perú	497	411
Ecuador	368	372
Otros (1)	22	20
Resto del mundo	177	187
Total	**3.108**	**2.993**
Volumen de ventas de GLP		
Envasado	1.761	1.770
A granel, canalizado y otros (2)	1.347	1.222
Total	**3.108**	**2.993**

(1) Brasil

(2) Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

Los márgenes comerciales del GLP en 2010 fueron inferiores a los del año anterior, fundamentalmente en el canal de envasado en España y debido a la modificación del sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009. En la nueva fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre inmediatamente anterior y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009 y en todo el año 2010; de continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2011.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2010 alcanzó unas ventas de 162.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 332.000 toneladas.

Entre el 28 de septiembre y el 1 de octubre de 2010 se celebraron en Madrid el Congreso Mundial de GLP, el Congreso Anual de la Asociación Europea de GLP y el Congreso Anual de la Asociación Iberoamericana de GLP, en los que Repsol tuvo una participación muy activa. En dichos eventos se puso de manifiesto la importancia del GLP en la lucha contra el cambio climático y en la mejora de la calidad del aire, así como su papel como combustible sostenible destinado a liderar las energías alternativas.

Repsol está desarrollando en los últimos años varios programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP como carburante y combustible alternativo. Como ejemplos, cabe mencionar la aplicación SolarGas, un sistema de abastecimiento energético integral de vanguardia, que combina la energía solar con el GLP para proporcionar agua caliente a hogares y empresas de manera sostenible y económica, con muy bajas emisiones de CO_2; la aplicación Autogas, donde el GLP es utilizado como carburante de automoción proporcionando ventajas medioambientales por las menores emisiones comparado con otros combustibles habituales; y nuevas aplicaciones en agricultura, pesca, desarrollo de productos y servicios como el Easy Gas de Portugal.

QUÍMICA

La actividad química, adscrita a la división de Downstream, produce y comercializa una amplia variedad de productos, abarcando desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Sines (Portugal) y en Puertollano y Tarragona (España), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, éste último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México.

El resultado de explotación de la actividad química adscrita a la división de Downstream en 2010 experimentó una notable mejora respecto al año anterior, volviendo a valores positivos. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes y la implantación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, permitieron revertir la situación de pérdidas de 2008 y 2009, aunque el negocio continúa en un ciclo bajo.

Las ventas a terceros en 2010 ascendieron a 2,6 millones de toneladas, frente a los 2,3 millones de toneladas de 2009, lo que supone un incremento del 13,5%.

Como muestra de la integración eficiente con la actividad de refino, Repsol adquirió en junio la sociedad Neste Oil Portugal, propietaria de la planta de etil ter-butil éter (ETBE) ubicada en el complejo en Sines, con una capacidad de producción de 50.000 toneladas anuales.

En diciembre, Dynasol, filial del Grupo Repsol, ha firmado un acuerdo con la sociedad china Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) por el que ambas compañías constituirán una empresa conjunta para fabricar y comercializar caucho sintético en China. La construcción de esta nueva planta aumentará la capacidad de producción de Dynasol en un 50 %, convirtiéndole en un productor global con plantas en Europa, América y Asia.

Adicionalmente, durante 2010 han continuado los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, que han permitido alcanzar una capacidad de 702.000 toneladas anuales de etileno. El resto de las inversiones se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, a la reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

MAGNITUDES OPERATIVAS (Química)	2010	2009	2010/2009 (% variación)
Capacidad			
(Miles de toneladas)			
Petroquímica básica	2.808	2.679	4,8
Petroquímica derivada	2.933	2.933	0,0
TOTAL	**5.741**	**5.612**	**2,3**
Ventas por productos			
(Miles de toneladas)			
Petroquímica básica	874	567	54,2
Petroquímica derivada	1.744	1.739	0,3
TOTAL	**2.618**	**2.306**	**13,5**
Ventas por mercados			
(Miles de toneladas)			
Europa	2.263	2.000	13,2
Resto del mundo	355	306	16,0
TOTAL	**2.618**	**2.306**	**13,5**

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2010.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	Total
(miles de toneladas)	
Productos petroquímicos básicos	
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Etil ter-butil éter	50
Derivados petroquímicos	
Poliolefinas	
Polietileno(1)	875
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho(2)	115
Otros(3)	69

(1) Incluye los copolímeros de etilén vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).
(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.
(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

NUEVAS ENERGÍAS

En 2010 y adscrita a la Dirección General de Downstream, se creó la Unidad de Negocio de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

La Unidad de Negocio de Nuevas Energías de Repsol se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas de negocio en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera. También desarrolla nuevos negocios relacionados con la reducción de emisiones de dióxido de carbono y los mercados del carbono, entre los que destaca la captura y almacenamiento del mismo.

En este contexto, el 4 de agosto de 2010, Repsol anunció la adquisición del 20% de AlgaEnergy, compañía líder en la investigación en microalgas. El acuerdo complementa y fortalece las líneas de investigación de Repsol en el uso de microalgas para la producción de biocombustibles de segunda generación, y su entrada en el capital de AlgaEnergy acelera y diversifica su estrategia en I+D+i en este campo. Con esta participación, Repsol toma parte en un proyecto empresarial con base tecnológica y de elevada calidad científica, para la selección, mejora, cultivo y comercialización de diferentes productos derivados de las microalgas, incluida la captura y fijación de dióxido de carbono, y la obtención de materias primas para la producción de biocombustibles. Paralelamente, Repsol continuará con el desarrollo de otras líneas de investigación en este mismo campo.

El 16 de septiembre, Repsol firmó el acuerdo de compra del 47% de Orisol, compañía internacional promotora de proyectos de energías renovables, que cuenta con un equipo profesional de reconocido prestigio en el sector.

El 13 de octubre, Repsol y el Ente Vasco de Energía (EVE) anunciaron la creación de la sociedad IBIL, gestor de carga de vehículo eléctrico. Participada al 50% por Repsol y el EVE, tiene su sede sede en Bilbao y su misión consiste en el desarrollo de red de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y la comercialización de servicios de recarga (electricidad y de valor añadido) en los ámbitos vinculado y público; aspira a convertirse en líder en Euskadi en número de puntos de recarga en el ámbito público y referente tecnológico en el mercado en tecnologías de recarga de vehículos eléctricos.

El 28 de octubre, Repsol y el grupo mexicano KUO suscribieron la creación de una empresa conjunta, denominada KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas, una oleaginosa de elevado contenido en aceite no comestible. KUOSOL estará constituida por Repsol (50%) y grupo KUO (50%), su sede estará en México y contará una inversión total estimada en 80 millones de dólares. Sus actividades incluyen desde la producción agrícola hasta la instalación industrial, y su objetivo es el aprovechamiento integral de la biomasa de plantaciones de jatrofa curcas, la producción de aceite como materia prima para biocombustibles y la generación de bioenergía, con elevados criterios de sostenibilidad.

INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.613 millones de euros, frente a los 1.649 millones del ejercicio anterior, lo que representa un descenso del 2%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino en curso, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad

de los carburantes, así como de la seguridad y del medio ambiente, descritas en los epígrafes anteriores.

DESINVERSIONES

El 25 de marzo de 2010, Repsol, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionarial de un 5% en CLH que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros. Repsol reduce así su participación en CLH al 10% y mantiene abierto un proceso competitivo para desinvertir otro 5% en la compañía logística.

En diciembre de 2010, Repsol ha vendido a Petrobras su participación del 30% en la sociedad Refinería Alberto Pasqualini (Refap), situada en el estado brasileño de Rio Grande do Sul, por un importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Con este acuerdo, Repsol culmina el proceso de venta de activos de Downstream no integrados en Latinoamérica, iniciado en 2007.

YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de forma independiente de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En abril de 2010 se presentaron las líneas estratégicas de la compañía para el periodo 2010-2014, bajo el título “YPF, un proyecto de futuro”. Se trata de un plan de acción basado en valores e ideas como la eficiencia, la calidad, la seguridad, la responsabilidad, la austeridad, el compromiso y la rentabilidad.

En el plan de acción que sustenta esta estrategia destaca el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, que se presentó a finales de 2009 ante la Presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y otras autoridades. La meta principal del programa consiste en obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados por el gobierno argentino o las provincias a ninguna compañía y que podrían contener reservas de petróleo y gas. A través de este programa se plantea también la mejora del factor de recuperación de petróleo mediante la aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como *shale oil, tight gas* y *shale gas*. En el marco de este programa, se han firmado acuerdos con 12 provincias, aunque el objetivo de este proyecto es abarcar todo el país.

RESULTADOS

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.453 millones de euros en 2010, lo que representa un incremento del 42,3% respecto a los 1.021 millones del ejercicio anterior.

El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, así como de las mayores cotizaciones internacionales de los productos, que impactan tanto en los ingresos derivados de las exportaciones (como el fuelóleo o los productos petroquímicos), así como en los provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, como petroquímicos, combustible de aviación y GLP.

La producción promedio anual fue de 541 kbep/día, frente a los 572 de 2009, lo que representa una disminución del 5,4%. El descenso ha sido del 7,9% en gas, y del 3,2% en la producción de líquidos, siendo en crudo de 1,6%. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

INVERSIONES

Las inversiones alcanzaron los 1.548 millones de euros, frente a los 956 millones del ejercicio anterior. Cerca del 70% del desembolso en 2010 se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% se destinó a proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

UPSTREAM

Es el área de negocio que explora, explota y produce hidrocarburos, principalmente en todo el territorio de Argentina, como fuente de abastecimiento del resto de la cadena de valor de la compañía. En Argentina cuenta con 26 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 110.000 kilómetros cuadrados, operando directamente o bien asociado en 91 áreas productivas situadas en las cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. También tiene actividad en Estados Unidos y Guyana, a través de YPF Internacional.

Actividad de exploración y desarrollo

Las siguientes tablas muestran el número de pozos exploratorios perforados productivos y secos, y de pozos en evaluación por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 (1)											
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	6	6	8	6	-	-	14	12
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**6**	**6**	**8**	**6**	**-**	**-**	**14**	**12**

	A 31 de diciembre de 2009 (1)									
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total			
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos		
Argentina	3	1	14	8	-	-	17	9		
Estados Unidos	-	-	1	*	-	-	1	*		
Total	**3**	**1**	**15**	**8**	**-**	**-**	**18**	**9**		

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Las siguientes tablas muestran el número de pozos de desarrollo perforados, tanto positivos como negativos por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de Diciembre de 2010 (1)					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
Total	**709**	**616**	**8**	**7**	**717**	**623**

	A 31 de diciembre de 2009 (1)					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	494	402	18	18	512	420
Estados Unidos	1	*	-	-	1	*
Total	**495**	**402**	**18**	**18**	**513**	**420**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

(km^2)	31 de diciembre de 2010			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto (4)
Argentina	4.603	3.264	143.988	72.033
Guyana	-	-	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
Total	4.720	3.280	153.550	75.224

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero tanto de explotación como de exploración.

(3) Se considera el dominio minero bruto aquel presentado sin tener en cuenta el porcentaje de participación de YPF en el mismo.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

DESCUBRIMIENTOS

En diciembre de 2010, se ha confirmado un importante descubrimiento de gas natural no convencional (*shale gas*) realizado en la cuenca de Neuquén; el volumen de este significativo descubrimiento se encuentra en evaluación. En la misma cuenca se ha realizado un importante descubrimiento de *shale oil* en la formación Quintuco con el pozo PSG x2, actualmente en producción. También en esta cuenca, al sur del área Loma La Lata, después de haber realizado 4 pozos exploratorios de *tight gas*, se ha verificado la existencia de gas no convencional con un volumen estimado de aproximadamente 4,5 TCF. Estos descubrimientos se inscriben dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014 y se suman a otros proyectos exploratorios realizados en la cuenca de Neuquén, que han revelado indicios de un notable potencial de gas no convencional en dicha cuenca.

YPF ha firmado una acuerdo con la compañía minera Vale do Rio Doce para el desarrollo de un suministro de aproximadamente 1,6 millones de metros cúbicos/día de gas proveniente de la formación Lajas (Neuquén) para abastecer el proyecto minero en Mendoza. En la primera fase, Vale invertirá hasta 150 millones de dólares en sísmica 3D, perforación de pozos y en la construcción de un gasoducto, una vez realizadas estas inversiones YPF comenzará a participar del 50% del resto de inversiones. La firma de este contrato abre las puertas al primer desarrollo masivo de *tight gas* en Argentina.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2010 fue de 197,4 Mbep, un 5,4% inferior a la de 2009. La producción de líquidos ha ascendido a 107,3 Mbbl, siendo la de crudos de 88,1 Mbbl, y la de gas a 90,1 Mbep. Los paros gremiales y la menor demanda de gas recortaron la producción en 4,8 Mbep. En el descenso influyó el declino natural de los campos, dada su madurez. En crudo prácticamente se ha revertido el declino a través del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

Como resultado de la actividad, con foco en la mejora del factor de recuperación, la producción de crudo en 2010 fue un 1,6% menor a la de 2009, revirtiendo así la tendencia de declinación histórica del 5%.

Los incentivos obtenidos a través del programa Petróleo Plus están ayudando al sostenimiento de la producción. En el marco del programa de incentivo Gas Plus, destinado a incentivar la producción de gas, YPF obtuvo durante el ejercicio la aprobación de los proyectos “Rincón del Mangrullo” y “Precuyano - Cupen Mahuida”. En las áreas en asociación, se consiguió asimismo la aprobación de los proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y en Lindero Atravesado.

La siguiente tabla muestra la producción total de crudo y gas natural de YPF:

	2010			**2009**		
	Líquidos	**Gas**	**Total**	**Líquidos**	**Gas**	**Total**
	(Mbbl)	**(bcf)**	**(Mbep)**	**(Mbbl)**	**(bcf)**	**(Mbep)**
Argentina..... …..	107	505	197	110	549	208
Estados Unidos.....	1	1	1	1	1	1
Total producción neta.....	**107**	**506**	**197**	**111**	**550**	**209**

La siguiente tabla muestra el número de pozos productivos por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Crudo (2)		Gas (3)	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.036	9.378	831	542
Estados Unidos	7	1	-	-
Total	**11.043**	**9.379**	**831**	**542**

	A 31 de diciembre de 2009 (1)			
	Crudo (2)		Gas (3)	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.151	9.597	785	505
Estados Unidos	7	1	-	-
Total	**11.158**	**9.598**	**785**	**505**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.
(2) Pozos brutos y netos incluyen 1 pozo con múltiples terminaciones.
(3) Pozos brutos y netos incluyen 3 pozos con múltiples terminaciones.

RESERVAS

Al cierre de 2010, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la SEC, ascendían a 992 Mbep, de los cuales 532 Mbep (54%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 460 Mbep (46%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía fue positiva, lográndose por primera vez en más de 10 años conseguir un reemplazo de reservas de petróleo del 100%. Esto se logró con la incorporación de 88 millones de barriles de petróleo.

ACTIVIDAD

Actividad presente de YPF por área geográfica						
	A 31 de diciembre de 2010					
	Dominio minero (1)				Nº de pozos exploratorios en perforación (3)	
	Nº de bloques		Área neta (km^2)(2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Argentina	91	26	26.444	48.852	3	3
Guyana	-	-	-	2.520	-	-
Estados Unidos	5	50	16	672	-	-
Total	**96**	**76**	**26.461**	**52.043**	**3**	**3**

(1) Operado y no operado por YPF.
(2) El dominio minero bruto es la extensión de un área en la que YPF tiene un porcentaje de participación. El dominio minero neto es la suma de las participaciones en el dominio bruto.

(3) Un pozo bruto es un pozo en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

Argentina

La actividad exploratoria en Argentina tuvo dos grandes focos en 2010:

► Offshore

Aguas poco profundas: En 2009 finalizó la campaña de exploración del offshore poco profundo, donde todos los pozos perforados fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. A partir de los resultados obtenidos en esta campaña de perforación, se decidió devolver el bloque GSJM-1 y parte del bloque E2, y en la actualidad YPF está reevaluando el área remanente, en busca de oportunidades para nuevos pozos exploratorios.

Aguas profundas: YPF es actualmente el operador de cuatro bloques:

- CAA40 y CAA46, en la cuenca de Malvinas (Argentina), a una profundidad de 480 metros. YPF posee una participación del 33,5%. El proyecto prevé el inicio de la perforación en el primer trimestre de 2011.
- Bloque E1, en la cuenca Colorado (Argentina), a una profundidad de 1.600 metros, que se encuentra en la etapa inicial de planificación de pozos. YPF posee una participación del 35%.
- Área 3, en la cuenca de Punta del Este (Uruguay), donde YPF posee una participación del 40%.

YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado. Adicionalmente, YPF participa con un 40% en el bloque Área 4, situado en la cuenca de Punta del Este. En estos dos bloques el operador es uno de los socios.

► Onshore

Las actividades de exploración han continuado en áreas cercanas a los bloques productivos. Asimismo, la actividad exploratoria ha avanzado en seis líneas de actuación adicionales:

- Shale gas: La actividad del proyecto de *shale gas* se inició hacia finales de 2009 con el pozo PSG x-2, en el bloque Loma La Lata (LLL). Este pozo exploratorio dio lugar a un hallazgo de petróleo en la Formación Quintuco. Sin embargo, no alcanzó la formación Vaca Muerta. Este pozo fue seguido por otros cinco pozos. El LLLK.x-1 (Loma La Lata Karst.x-1, en el bloque LLL) ha sido perforado y terminado en la Formación Vaca Muerta, resultando descubridor de gas rico y condensado. Otro pozo en Vaca Muerta, el LLL-479 (Loma La Lata-479, en el mismo bloque), ha sido perforado y terminado, hallándose petróleo y gas. El LLL-482 ha sido perforado y está produciendo petróleo y gas desde el mismo intervalo. El pozo LLL.x-475 se ha perforado y será completado a principios de 2011. Por último, un pozo horizontal, el LLLK.x-2c, está siendo perforado cerca del pozo LLLK.x-1 para probar la productividad en un pozo horizontal.
  En este ámbito, se pretende continuar con una intensa actividad exploratoria durante 2011, que incluye varios pozos cuyo objetivo primordial es determinar el potencial de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de

gas y crudo *(shale gas y shale oil)* en diferentes bloques de la cuenca Neuquina.

- Shale oil: A finales de octubre de 2010 comenzó la perforación del primer pozo de *shale oil* de Argentina (SOil.x-1, en el bloque Loma Campana), que se espera completar en 2011. Este es el primer pozo de un total de tres proyectados en este bloque, incluyendo dos pozos verticales y uno horizontal. El objetivo de este proyecto, como se menciona anteriormente, es probar la productividad de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos, usando tecnología puntera como microsísmica y estimulación hidráulica masiva.
- Formación Quintuco: Se continuó con los nuevos enfoques exploratorios desarrollados en estos reservorios tradicionales. Durante 2010 se perforaron cinco pozos descubridores: PSG x-2, La Caverna x-5, Loma Campana a-3, Los Gusanos x-1 y Los Gusanos x-2, y uno negativo (La Caverna x-3) en el bloque Bandurria. La compañía planea continuar con esta actividad exploratoria perforando cinco pozos adicionales en 2011.
- Liásico Inferior: En 2010 se lanzó una nueva campaña exploratoria en bloques maduros y se han registrado 55 kilómetros de sísmica 2D en el bloque Valle del Río Grande, en el que YPF tiene una participación del 100%.
- Ramos xp-1012: la Unión Temporal de Empresas (UTE) Ramos, operada por Pluspetrol Energy y participada por YPF en un 42%, completó la etapa de perforación durante 2009, alcanzando una profundidad final de 5.826 metros. Durante 2010 se han evaluado las formaciones Tarija y Tupambi, en el bloque inferior del campo, que han resultado negativas. En la actualidad se está evaluando la formación Santa Rosa.

- Áreas fronterizas: En 2010 se han registrado 386 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque Los Tordillos Oeste, en Mendoza, en sociedad con Oxy, que tiene un 50% de participación. Durante el primer trimestre de 2011, se iniciarán dos pozos en los bloques Tamberías (provincia de San Juan) y Gan Gan (provincia del Chubut), en este último caso en sociedad con Wintershall. En noviembre de 2010 se ha solicitado el segundo período de exploración en el bloque Bolsón del Oeste (provincia de La Rioja), en el que se adquirió el compromiso de registrar 200 kilómetros de sísmica 2D y de perforar un pozo. En el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Quebrada Butaco x-1, con una profundidad de 2.374 metros, cuyo resultado ha sido negativo. Se adquirieron un total de 580 kilómetros de sísmica 3D, 500 kilómetros de sísmica 2D, 4.100 kilómetros de gravimetría terrestre y magnetometría.

En 2010, YPF ha completado 14 pozos exploratorios en Argentina (8 de ellos operados, 7 de ellos ubicados en la cuenca Neuquina y uno en la cuenca Noroeste). De este total, seis fueron pozos descubridores (todos operados por YPF). La inversión total en exploración en Argentina ascendió aproximadamente a 102 millones de dólares.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 742 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.222 millones de dólares. El tiempo total de construcción de pozos se redujo un 1% respecto al año 2009, con lo que la mejora acumulada desde 2008 es del 16%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en diferentes etapas del proceso, permitió incrementar la actividad en más de un 39% en relación al año 2009.

Durante 2010, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Con la sexta etapa del proyecto de compresión a baja presión en el yacimiento Loma La Lata, se obtuvo una producción de gas y presión en boca de pozo por encima de los pronósticos iniciales. Se llevaron

a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar en 2011 con la optimización de la capacidad de compresión y de las instalaciones de superficie.

Las iniciativas clave de YPF correspondientes a la mejora en activos productivos incluyen:

- El proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG, *Water Alternating Gas*) en Chihuido de la Sierra Negra, que ha finalizado y ha permitido concluir que una expansión no era económicamente factible. Los proyectos actuales están focalizados en la evaluación de las oportunidades de recuperación mejorada de crudo a través de métodos químicos (SP –*Surfactant Polymer*). Los trabajos de desarrollo y delineación se llevaron a cabo en Manantiales Behr, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Desfiladero Bayo, Señal Picada y Cañadón Amarillo.
- Un proyecto piloto para evaluar las oportunidades de *tight gas* en la formación Las Lajas, en el área Cupen Mahuida. Mediante modelos de simulación, la compañía está realizando trabajos significativos por área para optimizar el factor de recuperación secundaria en Chihuido de la Sierra Negra, Los Perales y Cañadón Seco-Cañadón León.
- Un programa de evaluación dentro del yacimiento El Medanito (100% de YPF), que se ha implementado en los dos últimos ejercicios, especialmente en 2010, con el objetivo de analizar el potencial remanente del campo. Se han perforado 32 pozos para llevar a cabo un proyecto piloto de inyección de agua *infill* y 57 pozos de delineación dentro de la denominada Área Sur. Por el momento, los resultados parciales son esperanzadores. En 2011 se planea iniciar el nuevo desarrollo masivo del yacimiento y continuar con otro proyecto piloto de evaluación.
- Durante 2010 se han puesto en marcha en Santa Cruz diez proyectos de desarrollo integrales distribuidos en cuatro áreas de desarrollo: Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco, formando una cartera de 82 proyectos. Los principales son Cerro Grande, Maurek, Seco León y Los Perales. Se han perforado 161 pozos en el marco de estos proyectos, alcanzando una inversión total estimada de casi 300 millones de dólares, incluidos sus recursos asociados. El objetivo principal de estos proyectos es obtener un desarrollo integral de las zonas mediante la construcción de nuevos pozos, la implementación de nuevos proyectos de recuperación mejorada de petróleo y el apoyo al desarrollo de instalaciones en la superficie de referencia. En 2011, estos proyectos continuarán su aplicación de acuerdo con las inversiones previstas.

En 2010, se ha iniciado el proceso de extensión de las concesiones situadas en las provincias de Mendoza, Santa Cruz, Río Negro y Tierra del Fuego (en esta última, con bloques en asociación con las empresas filiales de Apache Energía Argentina S.R.L, como socio no operador, la negociación de la extensión la lleva adelante el operador). Las autoridades han procedido a convocar a las empresas interesadas a negociar la mencionada extensión a través de la Convocatoria Pública N° 1268/10/907 en Mendoza, donde YPF ha notificado a la provincia su interés por renovar las áreas y ha presentado la documentación histórica correspondiente.

Áreas no operadas

En el bloque CNQ 7A, operado por Petro Andina Resources Argentina SA (PAR), en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios

de El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanunl Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. El proyecto piloto de inyección de agua en Cerro Huanul Sur ha finalizado con buenos resultados.

Se perforaron los pozos exploratorios Lo-x-1 y Lo-x-2. El primero se encuentra en evaluación y el Lo-x-2 está en espera de terminación.

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Sipetrol y ubicado en offshore, en el Estrecho de Magallanes. No hubo daños medioambientales, ni lesiones graves. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, y su producción estará completamente normalizada durante el primer semestre de 2011.

En el área Tierra del Fuego, operada por Apache Corp. y en la que YPF cuenta con una participación del 30%, se ha llevado a cabo actividad exploratoria en campos maduros. La interpretación de la sísmica 3D suministró herramientas para la generación de diversos proyectos de perforación, principalmente en el área sur del bloque. Durante 2010 se llevaron a cabo los proyectos Bajo Guadaloso (BGO-x-2001 y BGO-a-2002), Entre Lagos (EL-x-2001) y Bodega (BO-x-2001), en el área Los Chorrillos, resultando exitosos los dos primeros. La estrategia del operador es continuar con la actividad exploratoria en pequeñas estructuras geológicas en Los Chorrillos e iniciar actividades en el extremo sur, denominado sección Uribe.

Gas natural

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 13.959 millones de metros cúbicos en 2010, lo que representa un descenso aproximado del 12% respecto a los volúmenes comercializados en 2009. La disminución más relevante de las ventas se notó sobre todo en el segmento de usinas, ya que durante 2010 no se compró gas de Bolivia a ENARSA para venderlo a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA). En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 31,7%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 5% respecto al año anterior, especialmente por el aumento de los segmentos de industrias y usinas.

Dentro del programa impulsado por el gobierno argentino, durante todo el año operó el barco regasificador de GNL ubicado en Bahía Blanca, lo que permitió incorporar al sistema 1.800 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 125% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.100 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 7,2 millones de metros cúbicos al día, aproximadamente.

Desde mayo de 2010, YPF-AESA operó la planta de inyección propano-aire (PIPA) de ENARSA. A lo largo de este periodo, inyectó un total de 30 millones de metros cúbicos de gas a la red, y procesó 24.300 toneladas de propano. Se cumplió así satisfactoriamente con todas las solicitudes de inyección recibidas. Durante el mismo periodo se capacitó de forma teórica y práctica al personal de ENARSA.

ENARSA e YPF se han asociado bajo la forma de UTE con el objeto de llevar a cabo de forma conjunta la ejecución y explotación del proyecto GNL Escobar. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto consiste en replicar en la zona de Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas, la operación que se está realizando en Bahía Blanca, es decir, amarrar un buque regasificador a un muelle, regasificar el GNL e inyectarlo en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos. Para ello, es necesario construir un muelle en la zona de operaciones, montar un brazo de descarga de alta presión y construir y tender un gasoducto de interconexión.

Durante el primer año se estima inyectar un promedio de 5 millones de metros cúbicos de gas por día al sistema. A partir del segundo año, el caudal de inyección podrá alcanzar un promedio de 7 millones, aproximadamente. Se espera su puesta en marcha durante el primer semestre de 2011.

Estados Unidos

El campo de desarrollo Neptune inició su producción en julio de 2008 con 7 pozos productores offshore. Al cierre de 2010, la plataforma producía por encima de los 16.000 barriles gross de petróleo al día. En 2010 se decidió aplazar la finalización del pozo en los reservorios M9 y M10, y poner en producción el reservorio M12. Actualmente, se está evaluando la viabilidad técnica y económica de la terminación del pozo SB-02 a los objetivos de profundidad de los reservorios M9 y M10.

En octubre de 2010 se decidió renunciar a nueve bloques de OCS (Plataforma offshore continental) en el área The Alaminos Protraction, después de analizar los resultados de la evaluación técnica de los mismos.

REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huincul (en Neuquén). La Plata tiene una capacidad de destilación de 189.000 barriles por día y una capacidad de conversión de 119.000 barriles diarios; Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de destilación de 106.000 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huincul tiene una capacidad de destilación de 25.000 barriles por día. Además, la refinería La Plata cuenta con una planta de elaboración de lubricantes con una capacidad de 860 metros cúbicos por día de bases terminadas.

La actividad logística de crudos se realiza a través de tres empresas con participación accionarial de YPF (Oldelval, Termap y Oil Tanking Ebytem), buques contratados y dos oleoductos propios (Puesto Hernández - Luján de Cuyo y Puerto Rosales - La Plata). La logística de los productos se realiza fundamentalmente a través de dos poliductos propios (Luján de Cuyo-San Lorenzo-La Matanza y La Plata-La Matanza), tres puertos de carga, 11 buques tanques, seis barcazas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.105 camiones.

YPF posee una red de 1.618 estaciones de servicio, 169 de las cuales son gestionadas directamente a través de la sociedad Opessa (100 % de participación) y cuenta con 8 bases propias de distribución de gasóleo para la actividad agrícola, identificadas como YPF Directos.

Además, tiene el 50% de participación en Refinor, empresa que refina, transporta y comercializa combustibles (70 estaciones de servicio, 35 teniendo en cuenta el 50% de participación de YPF) y derivados en el noroeste argentino.

Las refinerías de YPF procesaron 47,3 miles de metros cúbicos al día en 2010, lo que supone un descenso del 1,8% en comparación con 2009. Esta disminución se debió principalmente a una menor disponibilidad en el mercado de crudo, a las paradas programadas para mantenimiento en las refinerías de Luján de Cuyo y La Plata, y a

los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2010 se han mantenido altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios, destacándose los rendimientos del combustible de aviación (JP1). En octubre de 2010 se dejó de producir gasolina normal, produciendo sólo gasolinas de alta calidad (Súper y N-Premium).

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,47 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 4,2% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huincul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 0,9% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior, lo que permitió disminuir la importación de gasóleo.

En 2010 se incrementó un 48% la comercialización de IFO (bunker naval) respecto a 2009, pasando de una venta de 23 a 34 miles de toneladas al mes. El desarrollo logístico realizado posicionó a YPF como uno de los primeros suministradores de la zona e incrementó su cuota de mercado desde el 14% de 2007 a aproximadamente el 40% en 2010.

Durante 2010, el total de crudo procesado en las refinerías de YPF ascendió a 111 millones de barriles de crudo (Refinor procesó aproximadamente 4,5 millones de barriles, siendo la participación del 50%), de los que el 80% provenían de campos de YPF y el resto fue comprado a otras compañías.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2010:

Capacidad de refino(1)	Destilación primaria (kbbl/d)	Ratio de conversión(2) (%)	Lubricantes (miles de toneladas por año)
Argentina			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	—
Plaza Huincul	25	—	—
Refinor(3)	13	—	—
Total(4)	**333**	**74**	**256**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de integración en los estados financieros del Grupo Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, a excepción de Refinor (50%).
(2) Expresado como el ratio de la capacidad equivalente de FCC en relación con la capacidad primaria de destilación.
(3) Total de capacidad primaria de destilación: 26.100 barriles por día.
(4) Se refiere a la capacidad total de destilación de YPF en Argentina (tres refinerías de YPF, más la participación en la refinería de Refinor).

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de YPF atendiendo a sus principales productos:

	A 31 de diciembre	
	2010	2009
(millones de toneladas)		
Materia prima procesada		
Crudo	15,4	15,7
Otras materias primas	0,4	0,4
Total	**15,8**	**16,1**

(millones de toneladas)	A 31 de diciembre 2010	2009
Producción de refino:		
Destilados intermedios	7.067	7.128
Gasolina	3.762	3.994
Fuelóleo	1.440	1.246
GLP	674	566
Asfaltos	205	229
Lubricantes	181	157
Otros (excepto petroquímicos)	936	1.534
Total	**14.264**	**14.852**

La utilización de la capacidad de refino fue aproximadamente del 93,2%, comparado con un 94,9% en 2009.

La actividad logística aumentó un 5% respecto al año anterior, y se obtuvieron altos niveles de ocupación en el uso de ductos, terminales y puertos, así como en el transporte por carretera y en el marítimo y fluvial.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 282 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 66% respecto al año anterior (170 millones de euros).

Según lo estipulado en la Ley 26.093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con bioetanol y gasóleo con biodiésel (FAME). Para tal fin se finalizaron las obras para adecuar la infraestructura de las plantas a la recepción de FAME en la terminal San Lorenzo y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesado de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo y La Plata.

Actualmente, continúan las inversiones para la construcción de instalaciones de recepción de bioetanol para la mezcla de gasolinas, y de FAME para la mezcla con gasóleo en las restantes terminales de despacho, así como para la ampliación de la capacidad de transporte del Oleoducto Puesto Hernández al Complejo Industrial Luján de Cuyo.

Asimismo, se ha puesto en marcha la automatización en las terminales Monte Cristo y San Lorenzo, continuando con el cronograma para las restantes plantas, al tiempo que se aprobaron las inversiones necesarias para la construcción de tanques destinados a reforzar la logística a fin de satisfacer la demanda del mercado con la importación de gasóleo y gasolina.

En noviembre de 2010 se puso en marcha el nuevo horno Topping III en la refinería Luján de Cuyo, que permitirá aumentar el procesamiento de crudos en 400 metros cúbicos diarios y mejorar la eficiencia energética de la unidad.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la especificación de calidad de combustible, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrotratamiento de gasóleo y gasolinas. En 2012, según la nueva legislación de la Secretaría de Energía, todas las empresas deberán dar cumplimiento a las nuevas especificaciones de combustibles; por este motivo, en la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrotratamiento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 50 partes por millón (ppm) de azufre. Para cumplir este objetivo, en la refinería Luján de Cuyo se ha comprado una planta

existente con una capacidad de 2.640 metros cúbicos por día. También en esta refinería se comenzó con el desarrollo de la ingeniería de detalle de una unidad de hidrotratamiento de gasolinas.

En la refinería de La Plata se inició el desarrollo de la ingeniería de la nueva unidad de Coque “A”, que aumentará la capacidad de procesamiento de 110 a 185 metros cúbicos por hora.

Hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refino Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Al respecto, ya han sido aprobadas solicitudes para cinco proyectos de inversión.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, YPF lanzó en 2010 el plan de mejoras de imagen de estaciones de servicio, con 47 implantaciones, la construcción de la estación Hito de Nordelta y la inauguración de la primera estación de la Red Camionera, ubicada en la localidad de Fighiera (Provincia de Santa Fé), en el marco del acuerdo YPF-Camión Club Argentino (CCA).

YPF potenció la sinergia con el campo mediante la creación de Agrocentros y el desarrollo del canje de granos de cereales. A través de los Agrocentros se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago granos de cereales (fundamentalmente soja y maíz), que luego se procesan, obteniendo harinas y aceite, que se destinan a la exportación. Parte del aceite, en esta nueva etapa, se destinará a la producción de FAME (ester metílico del aceite vegetal), que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (hasta un 5 % del volumen).

Durante el primer semestre de 2010, los precios en el mercado doméstico argentino fueron acercándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes. La Resolución 925/2010 congeló los precios de venta al público desde el 31 de julio hasta diciembre.
A partir de noviembre 2010, la compañía decidió segmentar claramente la calidad de sus gasolinas e identificar a partir de su nombre los atributos de cada una de ellas. En ese sentido, el nuevo nombre de la gasolina de mayor calidad (grado 3) es “N-Premium”. Este producto se posicionó durante el año como líder del mercado, con una cuota del 61%.

En gasóleo, se ha impulsado fuertemente la venta del producto Premium de bajo contenido de azufre (D-Euro), recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV. El D-Euro ha alcanzado una cuota de mercado del 49% en el segmento Retail.

Esta estrategia permitió comercializar una porción mayor del gasóleo Ultradiesel XXI por los canales de industria y transporte, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de dicho producto.

QUÍMICA

El negocio de Química desarrolla su actividad productiva en los complejos industriales de Ensenada, integrada con la refinería La Plata, y en el complejo industrial Plaza Huincul, que integra la refinería Plaza Huincul y el complejo Metanol. Asimismo, YPF realiza actividad química en el complejo Bahía Blanca a través de su participada Profértil.

Estos complejos industriales cuentan con una capacidad de producción total superior a los 2.000.000 de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, agroquímico y fertilizantes, entre otros.

Durante 2010 se ha producido una recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada en el segundo semestre de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un buen nivel de demanda en Estados Unidos y China.

La tendencia del anhídrido maleico (materia prima de los plásticos) mejoró sensiblemente, con un aumento de precios respecto a 2009. El alza destacada de precios se debió a un mejor nivel de demanda, sumado al cierre en enero de 2010 de una de las principales plantas europeas.

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 18% respecto al año anterior. Se destinó un mayor volumen de aromáticos para el proceso de producción de gasolinas (*blending*) y se continuó con el desarrollo de las ventas de metanol en el mercado interno argentino al segmento de producción de biodiésel.

Asimismo, comenzó la construcción y el montaje del proyecto de la nueva unidad de Reformación con Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrotratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

La siguiente tabla muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos:

	Capacidad (toneladas por año)
Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
Olefinas y Derivados	
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
Oxoalcoholes	35.000
TAME	105.000
LAB/LAS	
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos	
PIB	26.000
Maleic	
Anhídrido Maleico	17.500
Plaza Huincul:	
Metanol	411.000
Bahía Blanca	
Ammonia/Urea	933.000

GAS NATURAL FENOSA

RESULTADOS

A 31 de diciembre de 2010, Repsol posee el 30% del Grupo Gas Natural, que consolida por integración proporcional. El resultado operativo aportado por el Grupo Gas Natural Fenosa ha ascendido a 881 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 17,8% respecto al ejercicio anterior, en el que aportó un resultado de 748 millones de euros.

La provisión adicional realizada por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach ha condicionado unos resultados cuya evolución se ha visto apoyada por la recuperación de la demanda energética en España, la aportación creciente de los negocios internacionales y los resultados por la enajenación de los activos de distribución de gas en la Comunidad de Madrid.

El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.507 millones de euros, frente a los 1.232 millones de euros de 2009, lo que representa un alza del 22,4% que responde, en gran parte, a la no incorporación de Unión Fenosa hasta el 30 de abril de 2009.

Los resultados obtenidos en el contexto mencionado ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de Gas Natural Fenosa, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

Desde el 30 de abril 2009, Gas Natural consolida por integración global Unión Fenosa, S.A. y sus sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada de 2009 incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009, Gas Natural completó la fusión por absorción de Unión Fenosa.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas

España

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En 2010, las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa los servicios de acceso de terceros a la red de distribución de gas y de transporte secundario, han ascendido a 207.174 GWh, con un descenso del 9,8% respecto al año anterior. Esta disminución se debe a la venta de los activos de Cantabria, Murcia, Asturias, el País Vasco y la Comunidad de Madrid, que una vez descontados, han supuesto un crecimiento del 3,9%, debido al aumento del consumo en el mercado residencial motivado por un año climático frío y por una ligera recuperación del consumo industrial.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución que se ha incrementado en 1.152 kilómetros en los últimos doce meses y alcanza 33 nuevos municipios en 2010. El número de puntos de suministro se ha incrementado en

84.000, un 16,8% inferior al mismo periodo del año anterior por el impacto de la crisis económica, a pesar de la recuperación en el cuarto trimestre de 2010. Ambos efectos no tienen en cuenta las desinversiones anteriormente comentadas.

Al cierre del ejercicio la red de distribución de gas ha alcanzado los 44.931 kilómetros, con un descenso del 5,6%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.274.000, un 7,4% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En el ejercicio 2010, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas ha alcanzado los 5.665.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 243.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 152.000 puntos de suministro, superando la cifra de 2 millones de clientes.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red, han ascendido a 200.995 GWh, con un incremento del 18,5% respecto a las ventas registradas en el mismo período del año anterior. Este aumento se produce básicamente en el mercado industrial y en el suministro a plantas de generación eléctrica en Brasil.

La red de distribución de gas se ha incrementado en 2.177 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 64.492 kilómetros a finales de diciembre de 2010, con un crecimiento del 3,5%.

Italia

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 422.000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 1,9% respecto al 31 de diciembre de 2009.

La actividad de distribución de gas se ha situado en los 3.387 GWh, con una disminución del 3,1% respecto a la del año 2009, debido fundamentalmente a las diferentes condiciones meteorológicas. La red de distribución se ha incrementado en 204 kilómetros y ha alcanzado los 5.849 kilómetros al cierre del ejercicio.

Distribución de electricidad

España

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. El 1 de julio de 2009 dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad desde la actividad de distribución de electricidad en España. Los puntos de suministro de electricidad han experimentado un ligero incremento del 0,6% en 2010, hasta alcanzar la cifra de 3.719.000.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de actividad de electricidad en Latinoamérica han alcanzado los 18.002 GWh, con un crecimiento del 49,3%, y la cifra de clientes ha registrado un aumento del 17,9% siendo relevante el importante crecimiento en Colombia debido a la actualización de censos en barrios desfavorecidos, así como en Nicaragua por la mayor efectividad de las campañas de contratación.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y el sur del país. En un contexto de ralentización económica, la base de clientes ha aumentado un 1,1%, alcanzando los 816.000.

Electricidad

España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad, el *trading* de electricidad en mercados mayoristas, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a tarifa de último recurso.

En 2010, la demanda eléctrica peninsular ha aumentado un 3,4% respecto al año anterior dado el incremento iniciado en el primer semestre del año, tras la importante caída registrada durante 2009. Corregido este incremento por laboralidad y temperatura, la demanda se incrementó un 2,9%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.338 GWh durante 2010, de los cuales 35.809 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.529 GWh a la generación en Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2010 se sitúa en el 20,2%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica realizada en 2010 ha alcanzado 4.752 GWh, con un incremento respecto a 2009 como consecuencia de las características hidrológicas del comienzo del año. La generación de electricidad con ciclos combinados durante 2010 ha ascendido a 25.928 GWh, también superior a la registrada el año anterior. Por otro lado, la producción nuclear y la producción con carbón y con fuel también registran aumentos respecto a lo producido en 2009.

En la actividad de comercialización de electricidad, las ventas a lo largo de 2010 han sido de 40.559 GWh.

Latinoamérica

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW, ambas situadas en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1.000 MW, ubicada en el estado de Veracruz; y la central de Saltillo, de 248 MW, situada en el estado de Coahuila; y la Central de Norte Durango de 450 MW que se encuentra en el estado de Durango, y cuya construcción finalizó en 2010.

La energía generada en Latinoamérica en el año ha sido de 19.147 GWh en 2010, con un factor de carga del 75,4% y una disponibilidad del 92,9%.

Resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia. En 2010, la producción con fuel ha alcanzado los 645 GWh, muy superior a la registrada en 2009, debido a la ampliación de la capacidad de la planta en el tercer trimestre de 2009, en el que entraron en operación comercial 52 MW adicionales.

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 109.792 GWh, cifra similar a la del año anterior. De esta cifra, 80.740 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 29.052 GWh para Portugal y Marruecos.

En relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde la compañía participa con un 24%, se ha adquirido una campaña sísmica durante el segundo trimestre de 2010 y se ha efectuado su procesado y posterior análisis como paso previo a las actuaciones de perforación previstas para 2011.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español ha alcanzado los 184.744 GWh, con un aumento del 1,3% respecto al año anterior, fundamentalmente por un mayor consumo de gas para clientes residenciales e industriales, mientras que las ventas para generación de electricidad en ciclos combinados se mantienen. Por otro lado, el aprovisionamiento a terceros en el mercado español ha alcanzado los 66.141 GWh, con un aumento del 27,4%.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanza un volumen de 59.518 GWh, lo que supone el récord máximo de ventas en la trayectoria de la compañía. Adicionalmente, se ha gestionado una energía de 27.774 GWh en operaciones de ventas internacionales, lográndose igualmente valores máximos de transacciones en los mercados internacionales.

Inversiones

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural Fenosa que posee Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 636 millones de euros, frente a los 5.060 millones de 2009. Esta disminución se debe principalmente a que en 2009 se incluyen las inversiones por la adquisición de Unión Fenosa.

Gas Natural Fenosa ha destinado en 2010 un 23,4% de sus inversiones de inmovilizado a la actividad de generación eléctrica en España y un 20,3% a la distribución de electricidad en España.

Los principales proyectos de inversión en 2010 han sido la finalización de las centrales de ciclo combinado de Málaga y del Puerto de Barcelona, así como el desarrollo de proyectos de parques de generación eólica.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2010, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 43.298 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 36.323 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (46%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Portugal (3%), Perú (7,2%), Ecuador (2%) y Trinidad y Tobago (1%). El 51% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7%, en Upstream y GNL; el 36%, en YPF; y el 6%, en áreas corporativas.
El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 47%, a técnicos; el 4%, a administrativos; y el 42%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

Uno de los cambios organizativos más significativos de 2010 ha estado orientado a promover, impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de CO_2. Algunos ejemplos son la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, dentro de la Dirección General (DG) Downstream, de dos direcciones pertenecientes a la Dirección Corporativa (DC) Medios: la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías, y la Dirección de Huella Ambiental y Unidad de Carbono, así como la creación del área de Desarrollo de Nuevas Energías en YPF.

Por otro lado, con el fin de impulsar aún más en la compañía el clima y la cultura de la organización que potencia la eficiencia y la generación de ideas, se crea dentro de la DG Personas y Organización, así como en los distintos negocios, direcciones responsables de dirigir el proceso de innovación y la generación y desarrollo de iniciativas, transformándolas en valor para el mercado.

Además, en 2010 hay que destacar el inicio del proyecto de transformación de YPF que, a partir de la revisión de sus procesos y estructuras, tiene como objetivo convertir a YPF en una organización más ágil, moderna y eficiente.

El 30 de diciembre de 2010, se aprobaron los siguientes cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con efecto enero de 2011:

- Se incorporan a la DG Económica Financiera las funciones de la DC de Estrategia y Desarrollo Corporativo.
- Las direcciones de Auditoría y Control y de Control de Reservas, que dependen jerárquicamente de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración de Repsol, han pasado a depender funcionalmente de la DG Secretaría General y del Consejo de Administración, en lugar de depender de la DG Económica Financiera, fortaleciéndose así su independencia.
- La Dirección de Relación con Inversores pasa a depender directamente de Presidencia.
- La DC de Comunicación y Gabinete de Presidencia pasa a ser DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia, incorporándose al Comité de Dirección de la compañía.

Renovación del equipo directivo

El Grupo ha continuado con la dinámica de renovación de estructuras y de equipo directivo, orientada a disponer de los líderes que Repsol necesita para acometer los retos de la compañía y garantizar que en cada negocio y proyecto estratégico se dispone de las personas adecuadas.

Se ha reforzado el posicionamiento y la presencia de la compañía en todos los países donde opera, acompañando la estrategia de negocio en cada uno de ellos. Se han analizado las necesidades organizativas y de perfil directivo para asegurar que las estructuras organizativas responden a las necesidades de negocio, reforzando aspectos como la innovación, el desarrollo de negocio o la seguridad y el medio ambiente.

Todo ello ha dado oportunidades de carrera a personas con el perfil personal y profesional deseado, y ha posibilitado la renovación de parte del equipo directivo. Tras la incorporación de los 60 directivos nombrados durante 2010 (parte de ellos lo harán

en enero de 2011), el nuevo equipo directivo es más diverso en género y en nacionalidades.

A mitad de diciembre, Repsol congregó en una convención mundial de dos jornadas, celebrada en Madrid, a todo su equipo directivo, con el lema “Juntos creamos futuro”.

Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación

En 2010, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol ha continuado impulsando en la compañía la cultura de respeto, que valora y fomenta la diversidad y facilita el equilibrio entre la vida profesional y personal de sus empleados.

Además de continuar con el desarrollo de los programas en los que ya se venía trabajando en años anteriores, la compañía ha decidido estructurar sus políticas y medidas de acuerdo al modelo de gestión de empresa flexible y responsable (EFR), y está realizando el diagnóstico de los elementos que contempla, como la calidad en el empleo, las medidas de flexibilidad, de apoyo a la familia, el desarrollo profesional o la igualdad de oportunidades. El trabajo se está desarrollando en el conjunto de la compañía.

En el ámbito de la diversidad, Repsol ha realizado avances importantes en el programa de integración de personas con capacidades diferentes y ha continuado con su impulso a las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

En 2010 cabe destacar las actuaciones dirigidas a favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial. Se han reforzado las acciones de sensibilización que se vienen realizando desde el inicio del programa, de forma que 990 personas han participado este año en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía.

Asimismo, se publicó y distribuyó entre todos los empleados la guía *Superando barreras*, que recoge recomendaciones, sugerencias, mejores prácticas y pautas para facilitar la relación con las personas con capacidades diferentes que forman parte de la compañía, favoreciendo así su integración.

En diciembre de 2010 y como reconocimiento a su trayectoria en la integración social y laboral de personas con capacidades diferentes, Repsol recibió un premio por parte del Centro de Recuperación de Minusválidos Físicos (CRMF) del Imserso.

Además de reforzar su colaboración con la Fundación ONCE a través de la firma del segundo acuerdo INSERTA, ha establecido nuevos contratos de colaboración con la Fundación Seeliger y Conde, la Fundación PADEIA (A Coruña), el CRMF del Imserso, IVADIS y Afanias, entre otras.

En enero de 2011, Repsol ha obtenido el *Telefónica Ability Award* a la Mejor Gran Empresa Privada. Este premio, entregado en presencia de la Reina Doña Sofía, reconoce públicamente a aquellas empresas e instituciones españolas que desarrollan modelos de negocio sostenibles y que integran la discapacidad en su cadena de valor, ya sea con empleados, proveedores o clientes.

Repsol cuenta a diciembre de 2010 con un total de 463 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 360 son empleados por contratación directa, y otros 103 por medidas alternativas (el 2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Además, cuenta con 90 empleados con discapacidad en Argentina, 25 en Ecuador, 10 en Perú y 11 en Portugal.

En cuanto a la conciliación, Repsol sigue impulsando medidas que facilitan el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados, adaptándolas cuando es

necesario a las especificidades de los negocios y a los entornos culturales en los que opera la compañía.

El teletrabajo se consolida y se extiende en Repsol como una de las medidas más aceptadas. A diciembre de 2010, hay más de 557 empleados con teletrabajo en España, de los cuales 20 participan en la prueba piloto que se está desarrollando en complejos industriales. Además, hay 120 empleados en Argentina y 14 en Portugal acogidos a esta modalidad de trabajo que ofrece flexibilidad espacial, una de las mayores demandas de los empleados en la encuesta de clima de 2006.

El teletrabajo, que comenzó como programa piloto en Repsol en 2008 y se fue ampliando en distintas etapas a lo largo de 2009, ha pasado a ser una modalidad de trabajo totalmente normalizada en la compañía, muy bien valorada tanto por los trabajadores que la practican como por sus jefes. Ambas partes destacan como factores críticos para el éxito, la planificación de las tareas y el aprovechamiento de los avances tecnológicos.

El colectivo de teletrabajadores está compuesto por personas provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales y rangos de edad.

Repsol YPF, S.A. ha sido una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, entre las 600 participantes en 2010. Este distintivo está promovido por el Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad del Gobierno de España y se concede a las entidades que destacan de forma relevante y especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores. Entre otros aspectos, el Ministerio ha valorado especialmente la labor realizada por el Comité de Diversidad y Conciliación, la existencia de un foro (Mesa de Igualdad del V Acuerdo Marco), donde los representantes de la empresa y de los trabajadores velan por estas materias, y la evolución observada tanto en la implementación como en la utilización de las medidas de conciliación.

En Argentina, YPF recibió por segundo año consecutivo el Premio *Hacia una empresa familiarmente responsable*, otorgado por la Fundación Proyecto Padres, que en su edición 2010 fue declarado de interés por la Cámara de Diputados de la Nación.

La atracción de los mejores

Repsol ha continuado recibiendo reconocimientos como una de las mejores empresas para trabajar, tal como confirmó el estudio MercoPersonas y el monitor Top Employer.

En línea con la actividad desarrollada en años anteriores, la compañía continúa implantando programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar, garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

Entre las iniciativas más importantes iniciadas en 2010, cabe destacar la mejora del Programa de Bienvenida e Integración, dirigido a optimizar y homogeneizar los procesos de acogida de los nuevos empleados incorporados del mercado exterior, así como de aquellos que se mueven entre las distintas unidades de la organización. El objetivo es agilizar su adaptación al nuevo entorno de trabajo, garantizar su integración en la compañía y sus valores, así como la retención del talento. En este año se ha elaborado un nuevo marco corporativo de acogida e integración, como una propuesta de valor diferencial de Repsol para sus empleados.

De las nuevas incorporaciones gestionadas en 2010, destacan las acciones realizadas para la contratación de talento joven a través de los másteres del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) para los perfiles técnicos y del Plan de Nuevos Profesionales para perfiles de gestión (71 nuevos profesionales incorporados en España, Perú y Brasil).

También destaca la selección de candidatos para las bolsas de empleo de distintos perfiles (operarios de planta química, comerciales bilingües, etc.), la tecnificación de perfiles y el impulso a las contrataciones de personas con discapacidad en el entorno industrial.

Continuando en la línea de colaboración con las universidades y centros académicos y docentes, se han firmado más de 200 convenios, a través de los cuales se han acogido a casi 300 alumnos en prácticas. Entre ellos, el suscrito con la Universidad de Elche para promover "la mejor práctica del mundo", que ha permitido que un alumno con discapacidad esté haciendo sus prácticas en la Dirección de Sistemas de Información. Además, gracias a los acuerdos establecidos con fundaciones y centros de enseñanza, alumnos con discapacidad han accedido a distintas prácticas y becas ofertadas por la compañía, algunas de ellas en el entorno industrial.

Tras el éxito del programa piloto Plan Impulsa, basado en dotar de formación a los becarios de la organización, éste se ha seguido desarrollando a lo largo de 2010: más de 100 becarios de titulación superior se han beneficiado de formación online en idiomas y cursos de competencias genéricas, asistencia a conferencias, etc.

En 2010 se consolidó el Canal de Empleo en repsol.com entre los usuarios que buscan trabajo, incorporando la estrategia de la compañía en su adaptación a las personas con cualquier tipo de discapacidad.

Por otro lado, se ha seguido participando en foros, ferias de empleo, seminarios, etc., en muchos casos como referente en empleo de personas con discapacidad en distintas mesas redondas y ponencias.

Repsol ha tenido también destacada presencia en premios, consejos y jornadas de entidades sociales.

La gestión del talento

Uno de los objetivos de la compañía es combinar la necesidad de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, adquiriendo de forma planificada las necesarias a futuro, con el compromiso de ofrecer oportunidades de desarrollo profesional a las personas gestionando adecuadamente su talento.

Para ello, durante 2010 se han consolidado los sistemas que la organización utiliza para evaluar y destacar el talento de sus empleados: el modelo de People Review y el esquema de desarrollo profesional en áreas técnicas.

People Review es un modelo de desarrollo con el que se identifica el talento y se planifican las acciones principales de desarrollo para las personas, que se ha aplicado a 3.712 profesionales en 2010.

Desarrollo profesional en áreas técnicas

Debido a que el conocimiento técnico constituye un factor importante para el crecimiento de los negocios de Repsol, así como para el desarrollo de las personas, los mapas de competencias técnicas y puestos tipo han continuado actualizándose durante 2010 mediante proyectos de revisión en diferentes áreas y negocios, y

constituyen una pieza clave que permitirá gestionar de forma homogénea y eficaz el talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

La compañía ha definido y aprobado en 2010 su propio modelo de carrera técnica como mecanismo de progresión profesional en áreas técnicas críticas, con el objetivo de atraer, retener y desarrollar el talento técnico necesario para reforzar su actividad actual e impulsar su estrategia a futuro. Este mecanismo ya ha sido implantado en todas las áreas de la compañía cuyo desarrollo está sustentado en este tipo de perfiles.

Formación

Repsol es una compañía comprometida con las personas, que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional: una formación enfocada a desarrollar los conocimientos, capacidades, habilidades y actitudes de las personas para alcanzar los objetivos de los diferentes negocios y unidades, y a la vez una formación alineada con la estrategia de la compañía y orientada al desarrollo de la cultura y el estilo de liderazgo de Repsol.

Con el objetivo de mejorar las políticas, modelos y actividades de formación y aprendizaje que garanticen la competitividad presente y futura de la compañía, en 2010 se diseñó y lanzó un nuevo Entorno Virtual de Aprendizaje (EVA Repsol) basado en las nuevas tecnologías de la información y de la web 2.0. A través de este nuevo entorno se facilita y potencia el acceso a formación online de calidad, bien de la oferta estándar de proveedores de mercado o de cursos y actividades de formación online diseñadas a medida para Repsol.

Adicionalmente, durante 2010 se han revisado y desarrollado nuevos procesos y sistemas para la gestión de la formación por y para el empleado y su jefe, acercando la formación de catálogo y los planes de formación al empleado para el contraste con sus necesidades de aprendizaje, mejora o de adquisición de nuevos conocimientos y capacidades.

En 2010 se han realizado más de 1.200.000 horas de formación dirigidas a más de 29.500 empleados a escala mundial.

Entre ellas, destaca la divulgación del “Estilo Repsol” a más de 700 jefes en 14 países. El “Estilo Repsol” constituye la seña de identidad del gestor de personas de Repsol; define los comportamientos y actitudes que la compañía espera y necesita para hacer realidad sus planes estratégicos. Ha supuesto unificar, simplificar e integrar los diferentes marcos de referencia sobre habilidades, competencias genéricas y comportamientos existentes en la organización e impulsar la cultura de liderazgo y gestión.

Para dar respuesta a las diferentes necesidades, en cada negocio se ha diseñado un programa específico a partir de un esquema de trabajo común, que parte de un diagnóstico de la situación.

Movilidad

En 2010 se ha consolidado el enfoque de la movilidad interna. El objetivo es impulsar el crecimiento profesional y el desarrollo de las personas a través de la asunción de nuevas funciones y retos, a la vez que se garantiza la máxima aportación de valor al negocio.

Para ello, se han puesto en marcha equipos con representantes de los distintos negocios y áreas de la compañía, conocidos como “Mesas de desarrollo y movilidad”,

con el objetivo de generar oportunidades transversales de desarrollo para las personas.

En casos específicos, cuando lo que se necesita es presentar las oportunidades surgidas en un negocio, así como sus proyectos de futuro, y por otro lado, captar profesionales interesados en formar parte de estas iniciativas, se constituyen foros internos de empleo, conocidos como “proyectos puente”.

A lo largo de 2010 se han producido 5.892 movilidades internas en la compañía.

Carrera internacional

En Repsol, 708 empleados realizaron en 2010 su trabajo en países distintos a los de su contratación; ellos conforman el colectivo de empleados en asignación internacional.

El año 2010 se ha caracterizado por la necesidad de dar respuesta rápida a las necesidades que han surgido en relación a los nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en distintos países, lo que ha requerido cambiar de país a 175 personas e incorporar a 64 profesionales con perfil internacional, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar los nuevos retos.

Una vez más, y como fruto de la experiencia con la que cuenta la compañía en la gestión de expatriaciones, Repsol ha sido reelegida para la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX) para el periodo 2011-2013. Dicho foro, que cuenta en la actualidad con un total de 25 multinacionales españolas, es un amplio espacio de debate sobre los modelos de gestión de asignaciones internacionales, así como un lugar para compartir experiencias, buenas prácticas e iniciativas.

Evaluación del desempeño

Cuatro años después de la implantación del sistema de desempeño de Repsol, denominado Gestión por Compromisos (GxC), la compañía ha revisado y evolucionado el modelo para adaptarlo a las nuevas necesidades. Para ello, se ha tenido en cuenta la información recibida a través de entrevistas individuales con la alta dirección, así como los resultados de las auditorías anuales, el estudio de clima, etc.

La evolución del sistema GxC refuerza los tres pilares sobre los que fue implantado −responsabilizar, reconocer y desarrollar−, y continúa otorgando al diálogo jefe-colaborador un papel fundamental en el proceso. Al mismo tiempo, supone una evolución y flexibilización del sistema de evaluación.

La implantación de las mejoras se ha hecho efectiva en la evaluación del ejercicio 2010, y ha estado acompañada por una importante campaña de comunicación a todas las partes involucradas.

La compañía cuenta además con un sistema de evaluación del desempeño dirigido exclusivamente a empleados de convenio, mediante el cual se evalúan sus habilidades y conocimientos. A la vez, es una herramienta para la identificación de puntos fuertes y áreas de mejora en las distintas competencias.

Esta evaluación se realiza a través de campañas según las necesidades de la organización. Durante 2010 se aplicó en Repsol YPF S.A., Repsol Butano y distintas sociedades de Márketing, abarcando un total de 2.055 empleados.

Innovación y mejora

Repsol impulsa la innovación como un valor fundamental de la gestión y así se refleja en su política de calidad.

Durante 2010 se ha realizado un proceso de reflexión y reposicionamiento de las actuales funciones de calidad y gestión del conocimiento; como resultado de este proceso, la compañía ha hecho una fuerte apuesta por impulsar e incorporar en la gestión la innovación y mejora, con la creación de áreas específicas en la corporación y en los negocios.

Basándose en la colaboración y el trabajo en equipo y haciendo de nexo de unión entre las diferentes áreas y negocios de la compañía, estas nuevas áreas liderarán la promoción de una cultura de innovación y mejora en Repsol, fomentando el intercambio de experiencias y buenas prácticas, así como la identificación de iniciativas transversales y multidisciplinares de alto impacto. Serán además responsables de impulsar su ejecución y del reporte de los resultados conseguidos.

Durante 2010 se ha llevado a cabo la primera evaluación del nivel de innovación, aplicando el modelo de innovación definido por el Club Excelencia en Gestión y la fundación COTEC.

Por otro lado, se ha continuado avanzando en el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad. En el ámbito de las autoevaluaciones, es de destacar que más del 50% de la organización ha realizado, al menos, tres evaluaciones.

En 2010 se ha presentado a la European Foundation for Quality Management (EFQM) y a la Fundación Iberoamérica para la Calidad (Fundibeq) la metodología de autoevaluación propia de Repsol, tras su revisión iniciada en 2007, con la finalidad de asegurar el alineamiento del proceso de autoevaluación con la estrategia del negocio, la integración de las iniciativas de mejora, el seguimiento de los planes de acción, y conseguir que el vector calidad actúe como elemento de gestión del cambio. La metodología ha sido reconocida formalmente por la EFQM y la Fundibeq como una “buena práctica” de gestión.

Por otro lado, Repsol ha continuado trabajando durante 2010 en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía y en la utilización del benchmarking como herramienta para la mejora continua. La formalización de procesos y la identificación de indicadores y de métricas de rendimiento apoyan la toma de decisiones y ayudan a la identificación e implantación de mejoras para garantizar la consecución de los objetivos.

Gestión del conocimiento

El mercado competitivo en el que se mueve Repsol exige adaptarse a sus necesidades a través de una innovación constante. Por ello, se ha propuesto contribuir a esa adaptación a través de la creación de valor y capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

Las iniciativas de gestión del conocimiento en Repsol contribuyen a los resultados del negocio, a la mejora de la eficiencia y a la gestión por compromisos a través del diseño y despliegue de un modelo de desarrollo y transferencia de capacidades entre todas las unidades de negocio y áreas transversales de la organización. Así, se avanza hacia un marco común para la generación de capacidades innovadoras, alineado permanentemente con los objetivos estratégicos y cuyos resultados sean cuantificables para asegurar así la mejora continua.

Repsol aspira a conseguir que la gestión del conocimiento sea una parte indiferenciada e intrínseca de la actividad diaria de sus empleados y de sus procesos

de trabajo y sistemas de evaluación, contribuyendo tanto a la creación de un marco de mejora continua e innovación como de un entorno que fomente la participación, implicación y desarrollo de las personas que trabajan en la compañía. Repsol quiere que los empleados se sientan, a través de la gestión del conocimiento, profesionalmente enriquecidos y motivados, así como animados a nivel personal, a participar activamente en el progreso de la organización.

Los empleados de Repsol, no importa dónde se encuentren ni en qué unidad o área funcional desarrollen su actividad, tendrán acceso a todo el conocimiento disponible (contenidos, personas y procesos), de forma que puedan localizar, en el momento en que lo necesiten, el conocimiento pertinente y la identificación y transferencia constante de buenas prácticas en todas sus áreas y procesos clave, contribuyendo a la creación de un entorno favorable para la innovación.

En el ámbito de la gestión del conocimiento y dentro del marco de su estrategia, se han continuado creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran más de 26.000 personas de toda la compañía. En 2010 también se han llevado a cabo varios proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros, en situaciones de jubilaciones, rotaciones, cambios, incorporación de nuevos profesionales, material de formación, etc., para asegurar la retención del conocimiento crítico. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales (narrativas) que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

Para acercar el conocimiento de la compañía a todos los empleados, a partir de la experiencia previa del proyecto piloto Moebius, se ha iniciado el análisis funcional del sistema de búsqueda semántica, cuya finalidad es poner al alcance de todos los empleados el conocimiento existente dentro de Repsol, en lo que se refiere a las personas, a los procesos de negocio y a todo tipo de contenidos. El análisis contempla, asimismo, el diseño de indicadores que permitan la medición de la aportación de conocimiento de los empleados, como elemento clave para hacer realidad el cambio cultural que esta iniciativa requiere.

En 2010 se ha realizado un proyecto de definición de arquitectura marco y de referencia para dar soporte al despliegue de la estrategia definida para la gestión del conocimiento en toda la compañía. Además, se han implantado los dos primeros portales de innovación en negocios, diseñados según el paradigma de la innovación abierta, que permite a los empleados canalizar sus propuestas de mejora e innovación. Tras la correspondiente evaluación, la compañía aspira a extender este tipo de portales a otros negocios. Un elemento diferenciador de este sistema es la utilización de la tecnología semántica, que optimiza todo el proceso de recogida, selección y evaluación de las ideas aportadas y favorece la creación de equipos de personas vinculadas por la afinidad de sus propuestas de mejora e innovación.

Relaciones laborales

Durante 2010 se han negociado en España acuerdos colectivos para adaptar temporalmente las plantillas de aquellos negocios cuya actividad se vio afectada por las condiciones de mercado.

El 29 de septiembre fue convocada por los sindicatos CC.OO y UGT una huelga general contra la reforma laboral aprobada por el Gobierno de España. El seguimiento en las empresas del Grupo Repsol fue del 9,79 %.

En relación con YPF, cabe destacar la participación en las mesas de diálogo convocadas por el gobierno argentino dentro del marco del denominado “Pacto Social” entre empresas, sindicatos y gobierno. Paralelamente, se establecieron las pautas de

trabajo para la renegociación en 2011 de los convenios colectivos celebrados con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPeH). También, con dicha organización sindical, se firmó una adenda a tales convenios, incorporando nuevos beneficios para el personal.

Salud laboral

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2010:

- Auditoría de Cumplimiento de Normativa Interna de Salud: con las auditorías llevadas a cabo en los complejos industriales de Puertollano y Petronor, se ha culminado el proceso iniciado en 2009 en la Dirección Ejecutiva de Refino España.
- Se desarrolló la Norma de Evaluación de Impacto Social, Ambiental y de Salud, y se realizaron talleres para los empleados de los negocios en Madrid y en Buenos Aires, en colaboración con la Dirección de Seguridad y Medio Ambiente y con la Dirección de Responsabilidad Corporativa.
- Elaboración del denominado "Sistema de Gestión de la Salud", con el objetivo de homogeneizar las funciones y tareas de los servicios médicos.
- Campañas de Promoción de la Salud: en distintos países, como campañas de Detección Precoz de Cáncer de Colon y de Detección y control de la Hipertensión en España, de Prevención de Malaria y Hepatitis A en Ecuador, Venezuela y Colombia, de Prevención de enfermedades contagiosas en Ecuador, Colombia y Brasil, etc.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

Repsol considera que la inversión en I+D+i es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO_2, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refino de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2010, Repsol invirtió 64 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 7 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología y universidades públicas y privadas, tanto nacionales como internacionales. La inversión destinada a este tipo de acuerdos fue de aproximadamente 8 millones de euros. Repsol participa en programas

de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2010 formó parte de 29 proyectos impulsados por la Administración española, de 10 proyectos de la Unión Europea y de 15 proyectos de la Administración argentina.

Programas de I+D

Upstream. En esta área, Repsol aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2008, 2009 y 2010 son un buen ejemplo de la aplicación eficiente de esas tecnologías. Entre ellas destaca la tecnología geofísica desarrollada en el proyecto Caleidoscopio, que sitúa a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. El objetivo de elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas se puede aplicar a miles de metros de profundidad en zonas difíciles y con grandes reservas, como el Golfo de México estadounidense y Brasil, donde espesas capas de sal ocultan los objetivos de las empresas petroleras.

Con aplicación tanto en la exploración de hidrocarburos como en el desarrollo y producción de los mismos, merecen destacarse nuevas metodologías analíticas y geoquímicas avanzadas para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y metodologías propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, especialmente en producción offshore.

Otra de las líneas en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a extraer más petróleo de los yacimientos ya en declino. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es un gran reto para la compañía, que requiere del desarrollo y la aplicación de tecnologías especiales.

GNL. Durante 2010, con la puesta en marcha de Peru LNG, Repsol consolida su posición relevante a nivel internacional en el sector del GNL. En esta área se desarrollan tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que debe permitir poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

Downstream. En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades…), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación dirigida a la expansión internacional en lubricantes y al desarrollo de asfaltos de mayor calidad ambiental, el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico continúan de manera prioritaria orientadas a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades, así

como a la mejora de los procesos en su eficiencia global y en el ahorro de costes. En 2010 destacó la implantación industrial de nuevos catalizadores de poliolefinas y el desarrollo de productos para tubería, inyección y fibras con mejores propiedades, la fabricación industrial de grados de caucho hidrogenado de mayor valor añadido y el desarrollo de tecnologías para la producción de polioles de nueva generación para espumas de poliuretano, fertilizantes azufrados y bioparafinas.

En abril de 2010, simultáneamente a la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, se ha puesto en marcha la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías para impulsar y reforzar los proyectos de I+D y de demostración relacionados con las nuevas energías, entre otros, intensificando la actividad en el campo de la bioenergía, a través del desarrollo de proyectos en la cadena de valor de la producción de los combustibles de origen biológico renovable.

En el área de gestión de CO_2, la actividad se centra en el desarrollo de proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO_2 y otras tecnologías alternativas como la fijación del CO_2 a través de biomasa. Adicionalmente, se inicia la actividad de exploración de tecnologías emergentes de generación eléctrica renovable y en sistemas de suministro de energía eléctrica, recarga y almacenamiento para vehículos híbridos y eléctricos.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, tanto en el sector del petróleo y el gas como en otros ámbitos energéticos. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para identificar oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las principales tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión y la electrificación del transporte, las energías renovables, la captura y almacenamiento de CO_2 o los biopolímeros. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus futuras líneas de trabajo.

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Las empresas energéticas aceptan un gran reto y una gran responsabilidad al afrontar los desafíos de un modelo energético sostenible que garantice un suministro seguro, contribuya a paliar los efectos del cambio climático y respete los derechos humanos en todos sus ámbitos de actuación.

Repsol mantiene un compromiso activo con los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas desde 2003, cuando se adhirió a esta iniciativa de elevado valor para conseguir un mundo más justo y cohesionado. Durante 2010 ha colaborado en diversas acciones relacionadas con el Pacto Mundial. Asimismo, Repsol es consciente de que la actividad extractiva produce una importante fuente de ingresos para los gobiernos de los países con recursos naturales. Si se gestionan adecuadamente, pueden y deben contribuir muy positivamente al crecimiento de su economía. Por eso, desde el momento de su lanzamiento, la compañía se adhirió a la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), la iniciativa global que consideramos mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia financiera. En 2010, Repsol ha apoyado financieramente al Secretariado de la EITI y ha participado en diversas iniciativas para su difusión.

Asimismo, ha puesto en marcha su segundo Plan de Sostenibilidad 2012. Este plan se enmarca dentro del Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, en la fase de gestión de los cambios necesarios para maximizar las oportunidades sociales y ambientales, y se compone de actuaciones dirigidas a la revisión de procesos de la compañía y a la formación específica para los empleados.

Las 61 acciones del plan se agrupan en 9 programas estratégicos:

1. Incremento de la seguridad
2. Comportamiento ético y lucha contra la corrupción.
3. Respeto de los derechos humanos.
4. *Compromiso con nuestra gente*.
5. Inserción en la comunidad.
6. Energía sostenible y cambio climático.
7. Control y minimización del impacto ambiental.
8. Influir sobre nuestros proveedores, contratistas, subcontratistas, distribuidores, socios y clientes.
9. Rendir cuentas de nuestro desempeño social y ambiental.

Repsol va a seguir trabajando por hacer de la seguridad un rasgo característico de la cultura de la compañía, con iniciativas que incluyen la actualización de su sistema de gestión de riesgos y la mejora de la seguridad de los procesos, del transporte, del control de emergencias y del sistema de gestión de seguridad.

El comportamiento ético y la lucha contra la corrupción representan la base sobre la que necesariamente se apoya el resto de acciones. Aquí la compañía va a seguir contribuyendo al refuerzo del estándar ético de sus negocios, con iniciativas que aumentarán la capacidad de tomar decisiones éticas ante cualquier dilema, y que reforzarán el compromiso con la Norma de Ética y Conducta del Grupo. Repsol adoptará formalmente una Política de Fomento de la Transparencia, Anticorrupción y Soborno, y continuará impulsando la transparencia financiera en la industria extractiva.

A través del programa de respeto de los derechos humanos, reforzará el requerimiento de respetar los derechos humanos que ya está vigente en el código de conducta de la compañía, a través de la elaboración de una política de respeto de los mismos de aplicación mundial. Además, entre otras iniciativas, aumentará su capacidad de actuar y tomar decisiones a favor de los derechos humanos, incluso en situaciones poco habituales, con programas de formación específicos que quedarán incluidos en los itinerarios formativos de los profesionales de la compañía.

Otro de los programas es el de C*ompromiso con nuestra gente*. Con este plan, Repsol va a abordar algunas iniciativas novedosas, en el ámbito de la protección de la igualdad de la mujer entre sus empleados; la conciliación de la vida profesional y personal; el impulso de las ideas innovadoras; y el fomento de la cultura de la salud.

El programa de inserción en la comunidad incluye acciones para conocer las expectativas de todos los grupos de interés de la compañía; y el desempeño social, con el objeto de poder mejorarlo. Repsol también va a trabajar en mejorar nuestras relaciones con las comunidades locales, porque considera que puede beneficiarlas más con el empleo y las compras que genera.

En cuanto a las iniciativas ambientales, la compañía continuará identificando oportunidades para mejorar su eficiencia energética y disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, seguirá invirtiendo también en investigación y desarrollo de nuevos biocombustibles y otras energías alternativas, y en tecnologías

para la captura y el almacenamiento de CO_2; y continuará trabajando para reducir sus emisiones al aire, optimizando la gestión del agua, mejorando la gestión de los residuos, reforzando el control sobre los derrames, y conociendo mejor los impactos en la biodiversidad.

Una de las áreas que se estrena con este plan es la que agrupa acciones para influir en los socios y en la cadena de valor hacia estándares más elevados de gestión ética, social y ambiental. Dado que la reputación va pareja, en buena medida, a la de nuestros socios, proveedores, contratistas, subcontratistas y distribuidores, Repsol promoverá entre ellos nuestros estándares éticos y socio-ambientales, y también fomentará el consumo responsable de energía entre nuestros clientes.

Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol publica anualmente su Informe de Responsabilidad Corporativa y el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas. Consciente de la importancia de los impactos generados por las actividades y operaciones de la compañía, y por tanto, de la relevancia de la rendición de cuentas a los grupos de interés a nivel local, Repsol ha publicado por segundo año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Como novedad, el informe 2009 de Ecuador, publicado en 2010, ha sido verificado externamente por un experto independiente. Asimismo, en 2010 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de YPF en Argentina.

La presencia de Repsol en los índices de sostenibilidad es una prueba de cómo la compañía ha sido capaz de ganarse la confianza de aquellos analistas e inversores institucionales que entienden que la responsabilidad corporativa es un buen indicador de la calidad de gestión y gobierno de una compañía.

Por quinto año consecutivo, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y siguió formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good y Dow Jones Sustainability Indexes. En este último, de las 112 petroleras analizadas a nivel internacional, Repsol es una de las 12 compañías que forman parte del índice mundial (DJSI World) y tan sólo 4 empresas europeas del sector de hidrocarburos (Oil&Gas) han sido incluidas en el índice europeo (DJSI Europe). Repsol es la segunda empresa del sector por puntuación en la dimensión ambiental y la primera en la dimensión social. Asimismo, ha obtenido por primera vez la máxima puntuación global en política y sistema de gestión ambiental y, además, ha alcanzado la máxima calificación del sector en los criterios de cambio climático, estándares para proveedores, diálogo con grupos de interés, impacto social en la comunidad, gestión de la relación con los clientes y transparencia.

Repsol ha revalidado en 2010 la permanencia en los Ethibel Sustainability Indexes (ESI), Global y Europeo, que reconocen a las mejores empresas en cada sector en cuanto a su desempeño en responsabilidad corporativa y sostenibilidad.

Fundación Repsol

La Fundación Repsol desarrolló en 2010 una gran variedad de proyectos en el marco de su compromiso de mejora sostenible de la sociedad.

Un área al que la Fundación está dedicando especial importancia es el de la ciudadanía responsable. En este ámbito de actuación se inscribe Ciudadano R, una iniciativa para promover una cultura de participación y de compromiso y fomentar valores de responsabilidad, solidaridad y respeto. En la edición de 2010, la caravana de Ciudadano R, una unidad móvil expositiva e interactiva con juegos y talleres, se desplazó por diferentes ciudades de España, sensibilizando a los más jóvenes sobre la importancia de realizar un uso responsable y eficiente de la energía y la necesidad

de cuidar y respetar el medio ambiente. En su recorrido, la caravana recibió más de 37.700 visitas.

En el ámbito del Observatorio de Energía, la Fundación actualizó el Índice de Eficiencia Energética, que proporciona información global y desagregada sobre la evolución de la misma y su contribución a la reducción del consumo energético, y desarrolló un nuevo índice, el de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Este ofrece información por sectores de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción, distribución y uso de la energía en España y en la Europa de los 15.

En el campo de la educación y formación, además de los programas de becas y la colaboración con universidades y otras instituciones académicas, la Fundación apuesta por la investigación científica y la generación y difusión del conocimiento. En este sentido, destaca Movilab, un programa desarrollado junto con el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) para acercar la ciencia a los ciudadanos en general y, en particular, promover el interés de los escolares por las vocaciones científicas. Durante el curso académico, un laboratorio móvil instalado en el remolque de un camión recorre las principales capitales de provincia y diversas localidades de la geografía española mostrando talleres interactivos con técnicas pedagógicas y rigor científico.

Contribuir a la integración social y laboral de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada, trabajando en iniciativas que abarcan la educación, la cultura y el deporte. Así, en el último trimestre del año se puso en marcha, en colaboración con la Fundación ONCE, el programa de sensibilización educativa “Tu formación no tiene límites. Desarrolla tu futuro”, cuyo objetivo es fomentar el acceso a la universidad de las personas con discapacidad y normalizar sus procesos de integración laboral. Destaca también el programa de colaboración con la Fundación Bobath, por el que jóvenes afectados por parálisis y daño cerebral han accedido a una formación profesional reglada en Gestión Administrativa, lo que les permitirá tener una oportunidad de empleo. En 2010, tres alumnos del programa, que incluye prácticas en empresa, concluyeron con éxito sus estudios, obteniendo su título de técnicos. En el deporte, la Fundación apoya iniciativas que posibilitan la práctica de deportes de montaña y ciclismo adaptado a deportistas con diversos tipos de discapacidad en un ambiente normalizado, junto a familiares y amigos. Por otro lado, en colaboración con otras entidades, promueve talleres literarios y de teatro, específicos para este colectivo.

En esta línea de actuación, se enmarca “Recapacita”, una iniciativa para sensibilizar a la sociedad de los problemas a los que se enfrentan las personas con distintos tipos de discapacidad. “Recapacita” es un espacio interactivo que recrea un circuito de los sentidos, mostrando mediante una serie de actividades en las que los participantes se ponen en el lugar de una persona con discapacidad, las dificultades que este colectivo encuentra en la vida diaria.

En el ámbito de la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo, la Fundación Repsol se ha implicado de forma activa en la reconstrucción de Haití. Además de la donación inicial de 100.000 euros y de la campaña de recogida de fondos entre los empleados y la población en general para ayudar a los afectados por el terremoto, la Fundación ha articulado un proyecto de ayuda global para contribuir al desarrollo y a la reconstrucción del país caribeño. Así, con la iniciativa “Árboles solidarios”, se plantarán 29.000 árboles de especies locales para desarrollar un proyecto agroforestal que permitirá generar recursos de una manera sostenible y mejorar los recursos alimentarios y las condiciones socioeconómicas y medioambientales de las poblaciones de la sección comunal de Pichon, en el sureste de Haití. Adicionalmente, otros proyectos se centran en impulsar iniciativas locales que promueven la

producción agrícola, pesquera y ganadera, así como la transformación y comercialización en los mercados locales de estos productos. Estos programas se están realizando en colaboración con Solidaridad Internacional.

En Senegal, en colaboración con la Fundación Por Una Sonrisa en África, se ha dotado de infraestructura a centros educativos y de salud de varias comunidades situadas al sur de Dakar, beneficiando de manera directa e indirecta a más de 6.000 personas.

En el marco del Año Internacional de la Biodiversidad, la Fundación ha contribuido a mejorar el conocimiento de la biodiversidad y de su importancia para la vida y el desarrollo económico realizando varias acciones, como las exposiciones en el Real Jardín Botánico de Madrid "Biodiversidad en España" e "Imágenes del paraíso. Las colecciones de Mutis y Sherwood", y la celebración de la I Jornada de Biodiversidad y Responsabilidad Social. Este foro de reflexión, celebrado en mayo de 2010, abordó la biodiversidad desde los puntos de vista económico, social, ambiental y científico, y puso de manifiesto su importancia en un modelo de desarrollo sostenible.

La difusión del arte y la cultura es otro factor que contribuye al desarrollo y al progreso de la comunidad. La colaboración de la Fundación con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura a los ciudadanos.

La Fundación también promueve y desarrolla estudios sociales de interés general con el objetivo de profundizar en el conocimiento de las necesidades y problemas sociales más presentes en nuestra sociedad y contribuye a la generación y difusión de conocimiento, tanto a nivel divulgativo como a nivel experto. Sus líneas de investigación abarcan diversos campos temáticos: observatorio social de la energía, movilidad responsable y ciencia y sociedad. En el ámbito de la movilidad responsable, se presentaron en 2010 dos estudios complementarios: "La alimentación en los viajes por carretera. Hábitos y comportamientos", que analiza los principales hábitos y comportamientos alimenticios de los conductores y los acompañantes en los desplazamientos por carretera; y "Recomendaciones nutricionales durante los viajes", realizado en colaboración con la Fundación Española de la Nutrición para determinar las pautas más adecuadas de alimentación en los diferentes desplazamientos, teniendo en cuenta factores como distintos grupos de población, el tipo de trayecto, el medio utilizado o la época del año. Como complemento a estos estudios, se ha elaborado en colaboración con la Dirección General de Tráfico (DGT) un decálogo de buenas prácticas para una correcta alimentación al volante y contribuir a una conducción más segura.

La Fundación Repsol desarrolla actividades en países en los que la compañía está presente, con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Ecuador promueve un programa de microcréditos en las provincias de Orellana y Sucumbíos para mujeres con bajos ingresos y que están excluidas de los sistemas financieros formales, lo que les permite generar sus propios recursos de empleo.

En Perú, la Fundación ha puesto en marcha el Centro de Estudios y Desarrollo Humano Integral para jóvenes en riesgo de exclusión social en Arequipa y se han mejorado las infraestructuras educativas de Pachacútec con la construcción de un colegio de secundaria y de un aula de formación básica en el Centro de Estudios y Desarrollo Comunitario (CEDEC), posibilitando la incorporación de jóvenes en riesgo de exclusión social al sistema educativo. Asimismo, se ha iniciado la construcción de la Escuela Luisa Astrain para dar acceso a la educación a niños en situación de extrema pobreza.

En Bolivia, en ámbitos como el de la salud, se ha iniciado la construcción de un pabellón de pediatría y de emergencia que amplía la capacidad de atención del Hospital San José Obrero en Santa Cruz de la Sierra, un área con grandes

necesidades en este campo. Igualmente, se ha continuado con el programa de viviendas saludables para combatir el mal de chagas en algunas comunidades del país.

Estos programas y otras iniciativas son un ejemplo del compromiso de la Fundación Repsol con la mejora de la sociedad y el bienestar de las personas.

Fundación YPF

Desde su creación en 1996, la Fundación YPF trabaja en el desarrollo de iniciativas relacionadas con la educación, la investigación científica, la preservación del patrimonio, la difusión de la cultura y la protección del medio ambiente, sobre todo en Argentina.

En 2009 se comenzó a trazar un camino de desarrollo social en zonas donde la compañía tiene actividad productiva. En 2010 se alcanzaron dos importantes metas: las inauguraciones del Centro Cultural Las Heras, en Santa Cruz, y del Museo del Petróleo y del Medio Ambiente, en La Plata.

En el campo de la educación, en 33 escuelas técnicas de Buenos Aires, Chubut, Mendoza, Neuquén y Santa Cruz, se fortaleció la educación media a través de capacitación docente con un alto nivel académico, equipamiento de nueva generación y material didáctico. El centro de interpretación móvil *Ciencia y Tecnología en Movimiento* se presentó en la Feria del Libro y recorrió escuelas y ferias de ciencias de diferentes puntos del país. Además, se dio apoyo a 200 estudiantes en sus estudios universitarios relacionados con la industria del petróleo y del gas; y a 69 profesionales en su labor científico-tecnológica de posgrado.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social de las personas, se continuó con el programa de formación en oficios en las localidades donde opera la compañía. En 2010 se ha sumado una nueva iniciativa, el Programa Re-Conocer, que atiende la problemática de la discapacidad creando conciencia e implementando acciones para la inclusión educativa y laboral.

En el ámbito del desarrollo sostenible, la Fundación YPF trabajó en conjunto con diversas instituciones, como el Ecocentro, la ONG Aves Argentinas y Parques Nacionales, en la coordinación de proyectos de investigación y sensibilización sobre mejora ambiental y protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

En el plano cultural, junto con la comunidad Amijai y con el programa de mecenazgo de la ciudad de Buenos Aires, se convocó el Primer Concurso Internacional de Violín Buenos Aires 2010: 25 jóvenes violinistas de todo el mundo fueron evaluados por un prestigioso jurado internacional presidido por el Maestro Shlomo Mintz.

Por segundo año consecutivo, el Ciclo Cultural Fundación YPF presentó más de 100 obras de teatro y espectáculos musicales gratuitos para adultos y jóvenes en 13 localidades del país. Y con *Arte en la Torre*, un nuevo espacio para el arte contemporáneo en la sede de Buenos Aires, la Fundación YPF acercó al público la obra de importantes artistas argentinos.

Asimismo, se ha iniciado el programa *Muestras Itinerantes* con la exposición fotográfica *Vuelo de Cabotaje*, de Marcos López. En las provincias de Formosa y La Rioja se llevó a cabo el programa *Argentina Pinta Bien 2010*. Y se presentó *Los Caballos de San Martín*, esculturas realizadas con restos no utilizables de material industrial por parte de los participantes del Taller de Arte Metalúrgico.

En 2010 se ha trabajado activamente en la preservación del patrimonio argentino. El proyecto de conservación y restauración de la obra de Cándido López, la restauración del grupo escultórico de la fachada del Museo Etnográfico Juan Ambrosetti, la

renovación de las confiterías del Teatro Colón y la recuperación del Museo Gauchesco y Parque Criollo Ricardo Güiraldes, dan cuenta de ello.

También se han editado dos libros sobre la historia del Rosedal de Palermo y del Patio Andaluz; se ha presentado el libro *Parques Nacionales Argentinos*, del artista Diego Ortiz Mugica, que se ha desarrollado junto con la Fundación Parques Nacionales y Telefónica; y se ha lanzado la segunda entrega de los diccionarios de léxicos, *La Academia y La Lengua del Pueblo*, con la Academia Argentina de Letras.

Fundación Repsol YPF del Ecuador

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local. Asimismo, cabe destacar que se ha implementado en 2010 el Modelo de Negocios Inclusivos, el cual, además de generar beneficios empresariales, crea valor social y económico al integrar a personas de bajos ingresos en las actividades productivas de muchas compañías.

En 2010, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 22 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 11 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso continuar acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 11.865 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios o con los recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos de la fundación y las propias comunidades.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

MEDIO AMBIENTE

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Este principio está asumido en la visión estratégica de la compañía, con el compromiso de “contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social, y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad”.

Los principios de Repsol en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas las actividades de la compañía. Uno de los principios es el de incorporar criterios de

seguridad y medio ambiente en todo el ciclo de vida de las actividades con el propósito de prevenir daños en las personas y en los bienes y minimizar el impacto sobre el entorno.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

Se ha impulsado la certificación ISO 14001 en las instalaciones como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2010 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

En la nota 35 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental. Adicionalmente, en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2010 de Repsol se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

Durante 2009 y 2010 se ha desarrollado la Estrategia de Carbono para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable. Tras la creación de la nueva unidad de negocio de Nuevas Energías (ver apartados Downstream e Innovación y Tecnología) y el despliegue de posicionamientos y planes de acción, se ha iniciado una nueva etapa de la Estrategia de Carbono de Repsol, para:

- Promover una cultura común de reducción de carbono y orientar el despliegue de iniciativas, tanto en los negocios de Upstream y Downstream como en los de Nuevas Energías.
- Identificar sinergias entre todos los negocios de cara a la reducción de carbono.

La Estrategia de Carbono de Repsol está orientada a seis ámbitos de actuación:

- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO_2 y los costes operativos.
- Mercados de Carbono, centrados en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS), el desarrollo de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2.

- Estrategia de biocombustibles para su investigación, desarrollo, producción, mezcla y distribución.
- Desarrollo de nuevas tecnologías para el transporte, que contribuyan a garantizar el suministro con combustibles más limpios y con menor impacto para el medio ambiente.
- Búsqueda de oportunidades de negocio para la generación eléctrica renovable, estableciendo sinergias con las actuales operaciones de la compañía.

En el ámbito del cambio climático, cabe destacar los siguientes hechos durante 2010:

- Naciones Unidas ha aprobado el proyecto industrial de la refinería de YPF en La Plata (Argentina) como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), convirtiéndose en el primer proyecto de este tipo aprobado a nivel mundial. El MDL, instrumento contemplado en el Protocolo de Kioto, permite a las compañías desarrollar proyectos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), favoreciendo así el desarrollo sostenible y la implementación de tecnologías limpias en los países donde se realiza la inversión. El proyecto permitirá una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (aproximadamente 200.000 toneladas de CO_2/año) provenientes del aprovechamiento de unos gases residuales del proceso, que antes eran quemados en la antorcha. El uso de dicho gas en equipos de la refinería desplaza en parte el uso de los combustibles gas natural o fuelóleo.

  Asimismo, para conseguir la aprobación del proyecto, fue necesario desarrollar una nueva metodología aprobada por Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 “Baseline and Monitoring Methodology for the recovery and utilization of waste gas in refinery facilities”. Actualmente, existen cuatro proyectos en el mundo que se están desarrollando aplicando esta metodología.
- Una vez más, la compañía ha sido incluida en el selectivo índice Climate Disclosure Leadership (CDLI), en el que se encuentran las 51 mejores compañías industriales del mundo situadas en el FTSE Global Equity Index Series (Global 500) en materia de comunicación y transparencia ante el cambio climático. También ha sido calificada en el nuevo Climate Performance Leadership Index (CDPI), que reconoce a las 48 compañías con una estrategia más desarrollada en la gestión de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático y que están adoptando las mejores medidas relacionadas con su mitigación. Repsol es una de las dos únicas petroleras del mundo que están presentes en ambos índices, y también es una de las dos compañías españolas que están incluidas en los dos rankings.
- Adicionalmente, en marzo de 2010, Repsol fue premiada con el Emissions Tracking Carbon Verification Leaders Award 2010, en reconocimiento a la información facilitada por la compañía sobre la verificación y contabilización de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Según este galardón, que otorga la Environmental Investment Organization (EIO), Repsol es una de las siete empresas, entre las 1.000 analizadas en este estudio, cuyo Informe de Emisiones ha sido totalmente aceptado y verificado y, además, es la única compañía energética que ha obtenido un reconocimiento completo.

COMUNICACIÓN

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con los diferentes grupos de interés de la compañía son el pilar fundamental de su estrategia de comunicación. Hoy en día, la sociedad demanda información accesible, por lo que Repsol no duda en atender esta necesidad de la forma más fluida y veraz posible, a través de distintas herramientas.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas, inversores institucionales y analistas bursátiles. En los últimos años, ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 41 analistas que siguen de manera efectiva la evolución de la compañía.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2010 unas 52.000 llamadas (una media de 200 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa (www.repsol.com) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado “Información para accionistas e inversores”, que en 2010 tuvo más de 200.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (siendo la genérica *infoaccionistas@repsol.com*) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2010 se recibieron en estos buzones más de 5.000 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizó un *roadshow* (encuentros fuera de las oficinas de Repsol con inversores institucionales) en Europa y Estados Unidos, en el que participó la alta dirección, y otros 20 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 500 inversores institucionales contactados durante 2010. Por último, la Dirección de Relación con Inversores organizó un *field trip* (visita enfocada a que los analistas e inversores institucionales conozcan un activo representativo de la compañía, con la asistencia de la alta dirección y la dirección local) en Perú, al que acudieron 23 analistas que siguen la evolución de la compañía.

Medios de comunicación

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja siempre para que las demandas de información de los periodistas sean respondidas con la mayor rapidez posible, manteniendo un contacto fluido y continuo con los medios, que se considera fundamental para poder transmitir

la evolución, actividad y gestión de una compañía que está presente en más de 30 países.

La DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia de Repsol atiende a diario a medios generalistas y especializados, tanto del ámbito internacional como nacional, regional y local, para informar de todo aquello que los profesionales de este sector necesitan. Además, se mantiene una estrecha relación con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2010 más de 70 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local, las emitidas en los países donde opera la compañía y las vinculadas con los proyectos de patrocinio deportivo.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa y reuniones informativas específicas. En este sentido, en 2010 destacó la rueda de prensa de presentación de los resultados del ejercicio 2009, que tuvo lugar el 25 de febrero de 2010, y la de presentación de los principales proyectos e inversiones contemplados en el plan Horizonte 2014 (29 de abril de 2010).

La página web de la compañía dispone de un espacio específico, la sala de prensa, que permite acceder de modo inmediato a información del Grupo. A través de este espacio se ponen a disposición de los medios de comunicación y del público en general los comunicados de prensa emitidos por Repsol, así como publicaciones, fotografías, vídeos y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol cuenta con un buzón de prensa (prensa@repsol.com) que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2010 más de 4.000 consultas y peticiones de información. Asimismo, a diario se dan respuesta a decenas de consultas planteadas a través del teléfono.

El compromiso de Repsol con la transparencia y el rigor informativo se vio recompensado en 2010 con dos galardones: en febrero, Repsol fue elegida como la empresa del sector energético que mantiene una mejor relación con la prensa española, según la segunda oleada del estudio KAR realizado por IPSOS. El 46% de los periodistas españoles encuestados señalaron a Repsol como la empresa del sector que mantiene mejores relaciones con la prensa.

La Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona comunicó a mediados de noviembre que concedía a Repsol la 46 edición del Premio Llotja, que reconoce el esfuerzo de la compañía en vertebrar un sistema de información veraz, completo y accesible para los accionistas e inversores, así como para la sociedad en general.

Repsol en Internet

Para Repsol, la transparencia y la cercanía con los diferentes grupos de interés es una prioridad. En este sentido, el portal www.repsol.com constituye una herramienta fundamental.

En 2010, la compañía reafirmó su apuesta por el medio digital centrándose en tres grandes líneas de actuación. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado que facilite el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y se acerque a sus usuarios con contenidos exclusivos y de interés. En segundo lugar, apostando por nuevas plataformas como el iPad y el iPhone, en donde están disponibles aplicaciones de la Guía Repsol. Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de sus perfiles en las redes sociales.

En 2010, repsol.com alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales y fue reconocido, un año más, por organismos españoles y europeos expertos en comunicación digital: la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que entregó el VIII Premio AECA a la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet, y la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que por séptimo año consecutivo posicionó a Repsol como la primera empresa española, manteniéndose así entre las diez mejores compañías europeas en efectividad y transparencia de webs corporativas.

En el ámbito de las redes sociales, Repsol afianzó su presencia centrada en la Guía Repsol y el patrocinio deportivo. Con perfiles en Facebook y Twitter, con más de 60.000 y 4.000 seguidores respectivamente, además de contar con un blog gastronómico y otros dos de los pilotos de Repsol Dani Pedrosa y Marc Márquez. En términos corporativos, se ha puesto en marcha un sistema de monitorización y escucha activa que permite conocer las percepciones de los diferentes grupos de interés en la red.

Estos resultados, y el constante interés de Repsol por consolidar la relación con los stakeholders, fomentar la interacción y atender directamente sus demandas de información a través de las múltiples posibilidades que ofrece el medio digital, han permitido que repsol.com consolide durante 2010 su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa.

GESTIÓN DE INTANGIBLES

Una buena parte del valor de las empresas reside en sus intangibles, constituyendo la marca y la reputación dos valores estratégicos claves para la diferenciación y la generación de confianza entre los diferentes grupos de interés.

Por ello, en Repsol se impulsa la gestión de estos intangibles desde la Dirección de Estrategia de Comunicación, Reputación Corporativa y Marca.

Estrategia de marca

En Repsol se entiende la marca en su sentido más amplio, abarcando desde la identidad visual hasta las diferentes formas de comunicación (comunicación interna, publicidad, marketing, relaciones públicas, patrocinios y mecenazgos). Y Repsol está convencida de su creciente importancia como elemento clave en la diferenciación del producto y servicio, la continuidad del liderazgo de cara a clientes y la sociedad en general, y la capacidad de atraer y retener capital humano.

Una identidad común óptimamente gestionada permite a la compañía presentar un mensaje unívoco y diferenciador ante sus audiencias, así como construir vínculos de pertenencia con ellas.

Son muchos los reconocimientos que la marca Repsol acumula a lo largo de su historia, ocupando posiciones destacadas en los rankings de marca de mayor prestigio como Interbrand y “Trusted Brands 2010”.

Reputación

La reputación corporativa, entendida como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración, es un factor clave para la gestión empresarial. El objetivo de su

gestión es impulsar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo.

Repsol es pionera en este ámbito, siendo una de las empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y habiendo adaptado entre sus herramientas de monitorización y gestión reputacional el modelo Reptrak, estándar reconocido internacionalmente.

Para reforzar esta función, en el año 2010 Repsol ha creado un área específica que tiene como objetivos definir las políticas, estrategia y modelos de gestión de la reputación corporativa, así como monitorizar periódicamente su estado.

Repsol se mantiene dentro de las diez primeras posiciones en los indicadores nacionales e internacionales de reputación, como MERCO (Monitor Español de Reputación Empresarial) y Fortune's World Most Admired Companies, sector de hidrocarburos (Oil&Gas).

PATROCINIO DEPORTIVO

Durante el año 2010, Repsol participó en las competiciones de motor del más alto nivel mundial, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que supone el mejor banco de pruebas para sus carburantes y lubricantes. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las mejores expectativas de sus clientes.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2010 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol consiguió el subcampeonato con Dani Pedrosa. El piloto español ganó cuatro grandes premios, batiendo su récord personal de victorias, y sólo la mala fortuna y una lesión cuando estaba en su mejor momento le impidieron luchar por el campeonato en las últimas carreras. Siete veces subió al podium el italiano Dovizioso que acabó la temporada en quinto lugar.

Pero la temporada 2010 será recordada como el año en el que Marc Márquez conquistó su primer campeonato mundial de 125. El piloto patrocinado por Repsol ganó diez grandes premios, convirtiéndose en el piloto español más joven en lograr un título mundial y en el segundo de la historia. El talento y el carisma de Marc han hecho que sus carreras tengan el mismo seguimiento y repercusión que tienen las de la categoría reina.

Además, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina y el Outdoor en categoría femenina. Toni Bou ha ganado ocho campeonatos del mundo. A sus 25 años, es el segundo piloto más laureado de la historia. Por su parte, Laia Sanz, diez veces campeona del mundo y Premio Nacional del deporte Reina Sofía, ha sido campeona en la categoría femenina en su primera participación en el Dakar. De igual modo, Marc Coma, con el patrocinio personal de Repsol, ha ganado en tierras americanas su tercer Dakar en categoría de motos.

El equipo Repsol 2011

Repsol seguirá como principal patrocinador del equipo Honda. De hecho, se ha renovado el acuerdo por dos años más (2011 y 2012). La temporada que se inicia en Qatar el 20 de marzo de 2011 tendrá en el equipo Repsol Honda a tres de los cinco mejores pilotos del mundo. A Dani Pedrosa y Andrea Dovizioso se les une Casey

Stoner, campeón en 2007 y uno de los favoritos para optar al título en 2011. La presencia del australiano en las filas del equipo ayudará a la proyección internacional de la marca Repsol.

Logicamente, la compañía seguirá suministrando sus productos para que el combustible y el lubricante utilizados estén a la altura del equipo Repsol.

Además, Marc Márquez subirá a Moto2, con un magnífico equipo técnico y humano diseñado para que el campeón de 125cc esté luchando en pocos años con su admirado Dani Pedrosa.

Otros patrocinios

Repsol también es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos. De ese modo, con el objetivo de Londres 2012, Repsol apuesta por consolidar el magnífico momento del deporte español.

NUEVA SEDE DE REPSOL

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2010 los trabajos avanzaron a buen ritmo.

Se finalizó la estructura bajo rasante y se ejecutó el 80% de la estructura sobre rasante; los trabajos de instalaciones subterráneas alcanzaron un grado de ejecución del 70%. En 2010 se entregó al US Green Building Council (organismo certificador del sistema de calificación de sostenibilidad LEED) la documentación del proyecto, aceptando dicho organismo todos los créditos presentados, por lo que se espera alcanzar una calificación Oro en sostenibilidad.

También se finalizó el proyecto de ejecución de la habilitación interior con el diseño de los distintos espacios tipo y se ha trabajado en el diseño y funcionamiento de los servicios más importantes, con la colaboración del equipo de agentes del cambio y con los representantes sindicales.

Finalmente, se ha trabajado con cada unidad para estudiar en detalle su implantación real en el campus empresarial, finalizándose el trabajo con una simulación de implantación, chequeo de funcionamiento de espacios y recogida de necesidades especiales.

La futura sede de Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 m² donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m². Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad. Se prevé que la construcción e implantación de la mayor parte del proyecto de habilitación interior se concluya en 2011 y el resto, en los primeros meses de 2012.

CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN

(Conforme a lo dispuesto en el artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores)

A. Estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje de capital que represente.

El Capital Social de Repsol YPF, S.A. es actualmente de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a una misma clase y, en consecuencia, con los mismos derechos y obligaciones.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A la fecha del presente Informe de Gestión, las acciones de Repsol YPF, S.A. en forma de American Depositary Shares (ADSs), cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de los ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

B. Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.

En virtud de lo establecido en la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

La Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que el Reino de España, al imponer este requisito, ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 (libertad de establecimiento) y 56 (libertad de movimientos de capitales) del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea.

C. Participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.

A la última fecha disponible, las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria CaixaCorp, S.A.	12,97
Petróleos Mexicanos (2)	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera *(equity swaps)* con ciertas entidades financieras a través de los cuales se facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la compañía.

D. Cualquier restricción al derecho de voto.

El artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

Por otro lado, el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

E. Pactos parasociales.

No se ha comunicado a Repsol YPF, S.A. pacto parasocial alguno que incluya la regulación del ejercicio del derecho de voto en sus juntas generales o que restrinja o condicione la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, S.A.

F. Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos sociales.

● *Nombramiento*

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente.

Tampoco podrán ser consejeros de la Sociedad las personas y entidades que se hallen en situación de conflicto permanente de intereses con la Sociedad, incluyendo las entidades competidoras, sus administradores, directivos o empleados y las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuadas al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

● *Reelección*

Corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los consejeros propuestos a reelección.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

● *Cese*

Los consejeros cesarán en su cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados (salvo que sean reelegidos) y en los demás supuestos previstos en la Ley, los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración cuando se produzca alguna de las circunstancias siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

1. Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

2. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en los párrafos anteriores; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas en el Reglamento del Consejo merced a las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

● *Modificación de los Estatutos Sociales*

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A., disponibles en su página web (www.repsol.com), no establecen condiciones distintas de las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial contenida en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

G. Poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el Capital Social, en una o varias veces, durante un plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 euros (aproximadamente, la mitad del actual Capital Social), mediante la emisión de nuevas acciones cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos indicados anteriormente en el apartado "Situación financiera" de este Informe de Gestión.

Finalmente, además de las facultades reconocidas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo al Presidente y a los Vicepresidentes del Consejo, los Consejeros Ejecutivos tienen otorgados a su favor sendos poderes generales de representación de la Sociedad, conferidos por el Consejo de Administración, y que se hallan debidamente inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

H. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.

La compañía participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona ("la Caixa") relativos a Gas Natural Fenosa. S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

I. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.

● *Consejeros Ejecutivos*

El presidente y el Consejero Secretario General tienen derecho a percibir una Compensación Económica Diferida en el caso de extinción de su relación con la sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia, sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. La cuantía de la indemnización por extinción de la relación será de tres anualidades de retribución monetaria total.

● *Directivos*

El Grupo Repsol YPF tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente.

En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Repsol YPF.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DE EJERCICIO: 31/12/2010

C.I.F.: A-78374725

Denominación social: REPSOL YPF, S.A.

MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

A - ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital Social (euros)	Número de acciones	Número de derechos de voto
15/12/2000	1.220.863.463,00	1.220.863.463	1.220.863.463

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

NO

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos(*)	% sobre el total de derechos de voto
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	0	244.294.779	20,010
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	85.676	158.367.452	12,979
PETROLEOS MEXICANOS	0	58.679.800	4,806

Nombre o denominación social del titular indirecto de la	A través de: Nombre o denominación social del titular	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L.	244.294.779	20,010
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	158.367.452	12,972
PETROLEOS MEXICANOS	ENTIDADES FINANCIERAS	58.679.799	4,806
PETROLEOS MEXICANOS	PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	1	0,000

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	30/04/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	01/05/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	13/07/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A.	28/12/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	30/04/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	20/05/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	26/05/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	13/08/2010	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	25/08/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social
BLACKROCK, INC.	20/10/2010	Se ha descendido del 3% del capital Social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	205.621	0	0,017
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	1.000	0	0,000
DON ISIDRO FAINE CASAS	242	0	0,000
DON ARTUR CARULLA FONT	27.573	0	0,002
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	7.376	0	0,001
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	50	0	0,000
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	0	17.200	0,001
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	50	27.200	0,002
DON JUAN ABELLO GALLO	1.000	81.926	0,007
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	242	0	0,000
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	5.816	1.832	0,001
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	100	0	0,000
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	1	0	0,000
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	5.950	0	0,000
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	1.665	0	0,000

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,032

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Tipo de relación :
Societaria
Breve descripción :
Repsol YPF participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Criteria CaixaCorp, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

Nombre o denominación social relacionados
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

NO

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

NO

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

NO

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
0	0	0,000

(*) A través de:

Total	0

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Plusvalía/(Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)	0

A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

´Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.´

A.10 Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social. Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

SI

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal	3,000

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

SI

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria	10,000

Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto
El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión. Dichas limitaciones se concretan en las siguientes: - Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades. - Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado. Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo. La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas. Por otro lado, el artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

NO

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

NO

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

B - ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

B.1 Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros	9

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Ultimo nombram	Procedimiento de elección
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	--	PRESIDENTE	23/07/1996	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	--	VICEPRESIDENTE 1º	29/11/2006	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON ISIDRO FAINE CASAS	--	VICEPRESIDENTE 2º	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN
DON ARTUR CARULLA FONT	--	CONSEJERO	16/06/2006	30/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	--	CONSEJERO	23/07/2003	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON HENRI PHILIPPE	--	CONSEJERO	29/12/2005	30/04/2010	COOPTACIÓN

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Ultimo nombram	Procedimiento de elección
REICHSTUL					
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	--	CONSEJERO	16/06/2006	30/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	--	CONSEJERO	31/01/2007	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON JUAN ABELLO GALLO	--	CONSEJERO	29/11/2006	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	--	CONSEJERO	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	--	CONSEJERO	14/05/2009	14/05/2009	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	--	CONSEJERO	29/12/2005	30/04/2010	COOPTACIÓN
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	JOSÉ MANUEL CARRERA PANIZZO	CONSEJERO	26/01/2004	30/04/2010	COOPTACIÓN
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	--	SECRETARIO CONSEJERO	02/02/2005	14/05/2009	COOPTACIÓN

Número total de consejeros	16

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denomincaión del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PRESIDENTE EJECUTIVO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO, SECRETARIO GENERAL Y DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del consejo	12,500

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON ISIDRO FAINE CASAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXACORP, S.A.
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON JUAN ABELLO GALLO	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXACORP, S.A.
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PETROLEOS MEXICANOS

Número total de consejeros dominicales	6
% total del Consejo	37,500

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero

DON ARTUR CARULLA FONT

Perfil

Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L. y Reserva Mont-Ferrat, S.A., Consejero y Secretario de Arbora Ausonia, S.L.U.; Quercus Capital Riesgo, S.G.E.C.R, RS, S.A. y Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluis Carulla y de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y del FUOC (Fundació per a la Universitat Oberta de Catalunya).

Nombre o denominación del consejero

DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ

Perfil

Licenciado en Ciencias Económicas y en Derecho. Inició su actividad profesional en Arthur Andersen Co. para ocupar posteriormente la Dirección General de la filial española de The Deltec Banking Corporation y la Dirección Financiera de Madridoil y Transportes Marítimos Pesados. En 1979 ingresó en el Grupo Repsol, en el que desempeñó diferentes puestos de responsabilidad. En 1989 fue nombrado Director Corporativo Financiero (Chief Financial Officer), cargo que desempeñó hasta concluir su carrera profesional en la compañía en 2003. Hasta el 31 de diciembre de 2005 fue miembro del Standard Advisory Council del IASB. Es Presidente de Casa de Alguacil Inversiones SICAV, S.A., Consejero de The Britannia Steam Ship Insurance Association, Ltd., Orobaena S.A.T. y Faes Farma, S.A.

Nombre o denominación del consejero

DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL

Perfil

Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de Sao Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Consejero de Ashmore Energy International, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole, y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Nombre o denominación del consejero

DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR

Perfil

Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

Nombre o denominación del consejero

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Perfil

Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Grupo Copo de Inversiones, S.A., y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

Nombre o denominación del consejero

DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL

Perfil

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

Nombre o denominación del consejero

DOÑA PAULINA BEATO BLANCO

Perfil

Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico en varias universidades y miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.

Nombre o denominación del consejero

DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA

Perfil

Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Gestevisión Telecinco, S.A., Consejero asesor de Exponencial-Agencia de Desarrollos Audiovisuales, S.L., Ambers Co y FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

Número total de consejeros independientes	8
% total del consejo	50,000

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital.

Nombre o denominación social del accionista

PETROLEOS MEXICANOS

Justificación

Pemex Internacional España, S.A. fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A., con el carácter de Externo Dominical, a propuesta del accionista significativo Petróleos Mexicanos que ostenta actualmente el 4,8% de los derechos de voto de la Compañía. Petróleos Mexicanos ha ostentado una participación estable en el accionariado de la Compañía desde 1990, año en que propuso el nombramiento de su filial PMI Holdings, B.V. como Consejero de Repsol YPF, S.A.

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido.

NO

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

NO

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	YPF. S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	YPF. S.A.	DIRECTOR TITULAR

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social consejero	Denomincación social de la entidad cotizada	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	GAS NATURAL SDG. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	TELEFÓNICA. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	FAES FARMA. S.A.	CONSEJERO
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	CASA DEL ALGUACIL INVERSIONES SICAV. S.A.	PRESIDENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	GRUPO EMPRESARIAL ENCE. S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS (ACS). S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BANCO SABADELL. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	ADOLFO DOMÍNGUEZ. S.A.	CONSEJERO
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	GESTEVISIÓN TELECINCO. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

NO

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

La política de inversiones y financiación	SI
La definición de la estructura del grupo de sociedades	NO
La política de gobierno corporativo	SI
La política de responsabilidad social corporativa	SI
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	SI
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	SI
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	NO
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	SI

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a) En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Fija	8.179
Retribucion Variable	2.232
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	53

Total	10.464

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.487
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraidas	0
Primas de seguros de vida	298
Garantias constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

b) Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribucion Fija	536
Retribucion Variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	0

Total	536

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	0
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraidas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantias constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

c) Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por sociedad	Por grupo
Ejecutivos	6.243	536
Externos Dominicales	1.809	0
Externos Independientes	2.412	0
Otros Externos	0	0
Total	10.464	536

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante

Remuneración total consejeros(en miles de euros)	11.000
Remuneración total consejeros/beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,2

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
DON MIGUEL ÁNGEL DEVESA DEL BARRIO	D. C. Estrategia y Desarrollo Corporativo
DON FERNANDO RAMIREZ MAZARREDO	D. G. Económico Financiero
DON PEDRO FERNANDEZ FRIAL	D. G. Downstream
DOÑA BEGOÑA ELICES GARCIA	D.C. Comunicación y Gabinete de Presidencia
DON ANTONIO GOMIS SÁEZ	D. G. Operaciones YPF (COO)
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN	C.O.O.
DON ISIDORO MANSILLA BARREIRO	D. Auditoría y Control
DOÑA CRISTINA SANZ MENDIOLA	D. G. Personas y Organización
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	D. G. Upstream

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	12.551

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiarios	11

	Consejo de Administración	**Junta General**
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	NO

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto.

Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias
Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establecen, en su artículo 45, que: 'Los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo de Administración y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tendrán derecho a percibir de la Sociedad una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y otras que fueren obligatorias, y de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%. Corresponde al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de aquel límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero dentro del Consejo y de sus comisiones. La Sociedad está facultada para hacer pagos anticipados a cuenta de la futura participación en el beneficio. Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la Sociedad, derechos de opción sobre acciones, o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones, o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas. Las percepciones previstas en este artículo serán compatibles e independientes de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase establecidos para aquellos miembros del Consejo de Administración que cumplan funciones ejecutivas, cualquiera que sea la naturaleza de su relación con la sociedad, ya laboral (común o especial de alta dirección), mercantil o de prestación de servicios. De estas retribuciones se informará en la Memoria y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias
La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos.´ Adicionalmente, en relación con la remuneración de los Consejeros, el artículo 5.3.c del Reglamento del Consejo reserva al pleno del Consejo de Administración la competencia de aprobar la retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos. Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. contempla: ´Artículo 24. Retribución del Consejero 1. El cargo de Consejero de Repsol YPF, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación, así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada Consejero por el trabajo realizado en ese período. 2. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria anual informará, de manera individualizada, de la cuantía de la remuneración percibida durante el ejercicio por cada uno de los Consejeros por el desempeño de sus funciones como tales y por el desempeño de responsabilidades ejecutivas, desglosando los diferentes conceptos que la integran. 3. Los Consejeros Externos quedarán en todo caso excluidos de los sistemas de previsión financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivo a largo plazo, tales como opciones de compra de acciones.´ Por último, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribución del mismo, valorando la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades que se exijan a los Consejeros; así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones.

A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.	NO
La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.	SI

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

SI

Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen	SI

Conceptos retributivos de carácter variable	SI
Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente.	SI
Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos	SI

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

NO

¿Ha utilizado asesoramiento externo?	

Identidad de los consultores externos

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominacion social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO

Nombre o denominacion social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SOMAGUE S.G.P.S., S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	DIRECTOR GENERAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	VICEPRESIDENTE

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO
Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
Descripción relación
Es titular indirecto del 13,098% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN
Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
Descripción relación
Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN
Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
Descripción relación
Es titular indirecto del 13,26% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.

Nombre o denominación social del consejero vinculado
DON JUAN ABELLO GALLO
Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.
Descripción relación
Es titular indirecto del 10,014% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado

DON JUAN ABELLO GALLO

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

Descripción relación

Es representante de la sociedad Nueva Compañía de Inversiones, S.A. en el cargo de Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

Descripción relación

Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

NO

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

NOMBRAMIENTO

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representaran hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

REELECCIÓN

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

EVALUACIÓN

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

CESE

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado B.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado siguiente.

B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de

Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

SI

Medidas para limitar riesgos
De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía. Dicho artículo establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración. Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades: ´Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga.´ Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar: 1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol YPF, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad. 2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como: a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales; b) La política de inversiones y financiación; c) La política de gobierno corporativo; d) La política de responsabilidad social corporativa;

Medidas para limitar riesgos
e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos; f) La política de control y gestión de riesgos; y g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites. 3. Las siguientes decisiones: a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros; b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación; c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos. 4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente. 5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas: a) Constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros y de carácter permanente para el Grupo Repsol YPF o ajena a la actividad principal de la Compañía. En los demás casos, será de aplicación el primer párrafo del apartado e) siguiente. Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones en la constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo. b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía. c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol YPF. d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas. e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado. Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión: - Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias. - Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares. - Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo. En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible. f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol YPF, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas. g) Concesión de afianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo. h) Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol YPF, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica. i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.

Medidas para limitar riesgos
j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol YPF. 6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno. El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado. Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno. Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

SI

Explicación de las reglas
El Consejo de Administración de Repsol YPF, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que: ´En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos: a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente. b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento. c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos. d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano. e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.´ Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que ´El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.´

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

NO

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

NO

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

SI

Materias en las que existe voto de calidad
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

NO

Edad límite presidente	Edad límite consejero delegado	Edad límite consejero
0	0	0

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

NO

Número máximo de años de mandato	0

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación

Explicación de los motivos y de las iniciativas
La selección de todos los miembros del Consejo se ha efectuado de manera objetiva, atendiendo a su reconocido prestigio, conocimientos y experiencia profesional para el desempeño del cargo, sin que en dichos procesos de selección se haya producido discriminación alguna. Por otro lado, el 19 de diciembre de 2007, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó un nuevo texto refundido de su Reglamento que, entre otras materias, atribuye a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido. Asimismo, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración establece expresamente que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y sus resultados.

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

NO

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su Presidente:

Número de reuniones del consejo	13
Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la comisión ejecutiva o delegada	5
Número de reuniones del comité de auditoría	9
Número de reuniones de la comisión de nombramientos y retribuciones	3
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	0
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	0

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	7
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	3,365

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

SI

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE
DON MIGUEL ÁNGEL DEVESA DEL BARRIO	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO FINANCIERO

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoria y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.

- Requerir periódicamente de los Auditores y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

B.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

SI

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese
De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y,

Procedimiento de nombramiento y cese
en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros. Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	SI
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	SI
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	SI
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	SI

¿Tiene el secretario del Consejo enconmendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

SI

Observaciones
El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39 los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y

b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol YPF.

Por otro lado, el Grupo Repsol YPF dispone de la Dirección de Relaciones con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

NO

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

NO

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

SI

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	228	597	825
Importe trabajos distintos de los de auditoría/Importe total facturado por la firma de auditoría (en%)	8,610	9,550	9,270

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

NO

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	20	20

	Sociedad	Grupo
Nº de años auditados por la firma actual de auditoría/Nº de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	100,0	100,0

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,008	VICEPRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.	0,000	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,011	-
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	BP	0,000	-
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	ASHMORE ENERGY INTERNATIONAL	0,000	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A.	0,000	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,000	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,002	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL - GAS NATURAL LNG, S.L.	0,000	CONSEJERO

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

SI

Detalle del procedimiento
El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23: - Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. - La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad. Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

SI

Detalle del procedimiento
El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible. Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23: - Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

SI

Explique las reglas
De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad. A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

NO

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

NO

Decisión tomada	Explicación razonada

B.2 Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipologia
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE	EJECUTIVO

Nombre	Cargo	Tipologia
DON ARTUR CARULLA FONT	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	VOCAL	DOMINICAL
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VOCAL	DOMINICAL
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	SECRETARIO-VOCAL	EJECUTIVO

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipologia
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	VOCAL	INDEPENDIENTE

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipologia
DON ARTUR CARULLA FONT	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	INDEPENDIENTE

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipologia
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	PRESIDENTE	DOMINICAL
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL

Nombre	Cargo	Tipologia
DON JUAN ABELLO GALLO	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	VOCAL	INDEPENDIENTE
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	INDEPENDIENTE

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones.

Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	SI
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	SI
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	SI
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	SI
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	SI
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	SI
Asegurar la independencia del auditor externo	SI
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren	SI

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Denominación comisión

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Breve descripción

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, designados por el Consejo de Administración para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, sin que puedan formar parte de la misma los Consejeros ejecutivos.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política y los objetivos de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y actuará como Secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2010 se ha reunido en nueve ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Denominación comisión

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Breve descripción

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. Los miembros de esta Comisión cesarán con el transcurso del plazo de cuatro años a partir de sus nombramientos.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol YPF; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de su revisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol YPF en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol YPF; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2010 se ha reunido en tres ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Denominación comisión

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Breve descripción

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. Esta designación tiene una duración de cuatro años.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2010 se ha reunido en tres ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Denominación comisión

COMISIÓN DELEGADA

Breve descripción

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración.

La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2010 esta Comisión se ha reunido en cinco ocasiones.

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

Denominación comisión

COMISION DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Breve descripción

Ver B.2.3

Denominación comisión

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Breve descripción

Ver B.2.3

Denominación comisión

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Breve descripción

Ver B.2.3

Denominación comisión

COMISIÓN DELEGADA

Breve descripción

Ver B.2.3

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Denominación comisión

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Breve descripción

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

La Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2010.

Denominación comisión

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Breve descripción

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Denominación comisión

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Breve descripción

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Denominación comisión

COMISIÓN DELEGADA

Breve descripción

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

SI

C - OPERACIONES VINCULADAS

C.1 Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

SI

C.2 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación	Nombre o denominación	Naturaleza de la	Tipo de la	Importe (miles de

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	20.011
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	208
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	98.145
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	85
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.441
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	58.900
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garaní¡as y avales recibidos	6.025
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	171
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	8.044
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	103.825
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	10.291
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	140.117
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	52.876

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	733.942
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	666
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	1.056
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.338
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	20.985
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	240
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1.111
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Gastos financieros	107.596
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garaní¡as y avales recibidos	33.895
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	32.970
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	33.738
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	36.601

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Ingresos financieros	1.017
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	99.581
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	388
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	712
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	2.030.533
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	154.574
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	3.646
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	24.939

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la operación	Tipo de la operación	Importe (miles d euros)
DIRECTIVOS DE LA COMPAÑÍA	GRUPO REPSOL YPF	CONTRACTUAL	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	647

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

NO

C.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

´Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol YPF, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol YPF. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF y Repsol YPF o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol YPF, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.´

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF dispone en su apartado 6.4., en cuanto a los Directivos, que ´Repsol YPF reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol YPF.

Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.´

C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

NO

Identifique a las sociedades filiales que cotizan:

D - SISTEMAS DE CONTROL DE RIESGOS

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

Repsol YPF desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todos los ámbitos del negocio del petróleo y del gas. Como consecuencia, Repsol YPF incurre en:

- riesgos de mercado, derivados de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados, tipos de cambio y tipos de interés,

- riesgos de contraparte, derivados de los contratos financieros, y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes,

- riesgo de liquidez y de solvencia,

- riesgos legales y regulatorios (incluidos los riesgos de cambios en los regímenes fiscales, regulaciones sectoriales y medioambientales, regímenes cambiarios, limitaciones a la producción, a las exportaciones, etc.),

- riesgos operativos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, de seguridad y medio ambiente y riesgos de reputación, como los relacionados con la ética y el impacto social de los negocios),

- riesgos de entorno económico (derivados del ciclo económico mundial y de los países en los que está presente, innovación tecnológica en los sectores en los que opera, etc).

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su Plan Estratégico, y en especial el de mantenimiento de su flexibilidad financiera y solvencia a largo plazo. Repsol YPF lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de las actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol YPF dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en la medida en que sea posible. El análisis de los riesgos es un elemento integral de los procesos de toma de decisión del grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno centralizados como en la gestión de los negocios, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Existen las siguientes unidades de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos:

Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la permanente evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de garantizar que los riesgos potenciales de todo tipo (control, negocio, imagen, etc...) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo Repsol YPF, se encuentren en todo momento identificados, medidos y controlados.

Unidad de Gestión de Riesgos de Crédito, encargada de:

- el seguimiento y control del riesgo de crédito del Grupo,

- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de crédito, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,

- el análisis y control del riesgo de crédito generado por las actividades del Grupo, incluyendo el establecimiento de límites de riesgo de crédito individuales por contraparte

- la definición de los criterios sobre dotaciones, aplicaciones de provisión para insolvencias, refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas.

Unidad de Middle Office de Mercados, encargada de:

- el cálculo, seguimiento, control y valoración a mercado de las posiciones de liquidez, posiciones de riesgo de tipo de cambio y de tipo de interés,

- medición del riesgo de la posición y análisis de sensibilidad del resultado y del valor de los productos e instrumentos contratados a los distintos factores de riesgo,

- desarrollo y validación de la metodología de medición y valoración de instrumentos y posiciones según mejores prácticas de mercado.

Unidad de Seguimiento de Riesgos, encargada de:

- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de precio de commodities, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,

- el seguimiento y control del riesgo de precio de commodities del Grupo,

Unidad de Seguros, encargada de:

- el análisis y la evaluación de los riesgos accidentales que pueden afectar a los activos y actividades del Grupo,

- la definición de la política de financiación de estos riesgos más eficiente, mediante la combinación óptima de medidas de autoseguro y de transferencia de riesgo,

- la contratación de las coberturas de seguro que, en cada caso, se considere conveniente,

- la negociación de las indemnizaciones derivadas de los accidentes asegurados.

Unidad de Seguridad y Medio Ambiente, encargada de:

- Definir los objetivos y líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente de compañía y realizar su seguimiento.

- Establecer la normativa corporativa (política, normas, procedimientos, manuales y guías) de seguridad y medio ambiente de ámbito mundial general de la compañía y los mecanismos necesarios para su difusión.

- Identificar y liderar proyectos corporativos de seguridad y medio ambiente y asesorar a las Unidades en la implantación de los mismos y realizar su seguimiento.

- Establecer los indicadores clave de desempeño, realizar el seguimiento del desempeño de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente y proponer acciones de mejora.

- Promover la creación de grupos de trabajo y el intercambio de las mejores prácticas en seguridad y medio ambiente

- Coordinar las auditorías de seguridad y medio ambiente y realizar su seguimiento.

Unidad de Responsabilidad Corporativa, perteneciente a la Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales, encargada de asesorar, impulsar y coordinar la estrategia conjunta de la Responsabilidad Corporativa de la Compañía, lo que implica:

- Proponer elementos de gobierno, tales como normativa corporativa, manuales o guías, objetivos, indicadores y otras herramientas de gestión en materia de RC, y difundirlos de forma complementaria a la establecida a nivel general en el seno de la Compañía.

- Coordinar el diálogo con los Grupos de Interés de la Compañía a nivel corporativo y transmitir sus expectativas al Comité de Responsabilidad Corporativa. Coordinar el seguimiento del diálogo con los Grupos de Interés sobre las contingencias éticas y socioambientales que puedan tener relevancia a nivel corporativo.

- Realizar el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de RC, informando al a la Comisión de Inversiones, Estrategia y Responsabilidad Corporativa del Consejo de Administración, al Comité de Dirección y al Comité de Responsabilidad Corporativa.

- Consolidar la información relativa a RC a nivel corporativo y desarrollar las herramientas de comunicación de la Compañía en materia de RC a nivel corporativo, tales como el Informe Anual de RC y su verificación; la web de RC de Repsol YPF; y los informes para la cotización en índices selectivos de sostenibilidad.

- Representar a la Compañía en foros externos de ámbito corporativo sobre temas de RC, dar a conocer las posiciones corporativas, captar información relevante sobre mejores prácticas de la competencia y transferir ese conocimiento al Comité de Responsabilidad Corporativa.

Unidad de Control Interno de Reporte Financiero, encargada del seguimiento y gestión del sistema de control interno de reporte económico-financiero, con objeto de dar cumplimiento a los requerimientos de la sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley.

El sistema aplicado por Repsol YPF se basa en el marco conceptual definido en el modelo COSO.

Unidad de Control de Reservas cuyo objetivo es asegurar que las estimaciones de reservas probadas de Repsol YPF se

ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la compañía. También realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

Existen además diversos comités funcionales y de negocio que tienen encomendadas las funciones de supervisión de las actividades de gestión de riesgos realizadas dentro de su ámbito de responsabilidad.

D.2 Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales...) que afectan a la sociedad y/o su grupo,

SI

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

Riesgo materializado en el ejercicio

Riesgos propios de la actividad de la Sociedad.

Circunstancias que lo han motivado

Las propias del desarrollo del negocio.

Funcionamiento de los sistemas de control

Los sistemas de control establecidos por la Compañía han funcionado correctamente, lo que ha permitido gestionar los riesgos de forma adecuada.

D.3 Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control.

SI

En caso afirmativo detalle cuales son sus funciones.

Nombre de la comisión u órgano

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Descripción de funciones

La Comisión de Auditoría y Control, como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene como función principal servir de apoyo al Consejo en sus cometidos de vigilancia mediante, entre otras actuaciones, la revisión periódica de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riegos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Con este objeto, la Comisión de Auditoría y Control realiza un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Interna, el cuál está orientado a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, para asegurar que permiten la identificación, gestión y/o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional, del Grupo Repsol YPF. En este sentido, la Comisión se apoya en Auditoría Interna para conocer las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueren relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control supervisa la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los

sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo.

Finalmente, la Comisión, a través de las áreas correspondientes de la Compañía, conoce y orienta la política, los objetivos y las directrices del Grupo Repsol YPF en el ámbito medioambiental y de seguridad.

D.4 Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

La Comisión de Auditoría y Control sirve de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, velando por el cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Vigila el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, y protección de datos. Se asegura de que los Códigos Éticos y de Conducta Internos y ante los Mercados de Valores, aplicables al personal del Grupo, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

Del mismo modo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos y la correcta aplicación de los criterios contables.

E - JUNTA GENERAL

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General

NO

	% de quórum distinto al establecido en art. 102 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 103 LSA para supuestos especiales del art. 103
Quórum exigido en 1ª convocatoria	0	0
Quórum exigido en 2ª convocatoria	0	0

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales.

SI

Título	Valor
Modificación limitación derechos de voto	75,000

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

Describa las diferencias
Como excepción al régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital, el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo, será del 10% del capital suscrito con derecho a voto, y los acuerdos para la modificación de ese límite requerirán, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General. Esa misma mayoría será necesaria para modificar la mayoría precisa para la alteración de tal límite.

E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos Sociales podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a que legalmente corresponda.

En cuanto al derecho de participación e información de los accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF S.A. prevé que:

´6.3 El Consejo de Administración adoptará cuantas medidas estime oportunas para asegurarse de que la Junta General ejerza las funciones que le son propias. A tal fin pondrá a disposición de los accionistas, con carácter previo a la Junta, cuanta información sea legalmente exigible o, aún no siéndolo, resulte de interés para ellos y pueda ser suministrada razonablemente. Asimismo atenderá con la mayor diligencia las solicitudes de información y las preguntas formuladas por los accionistas con carácter previo a la Junta o con ocasión de la celebración de ésta última.

6.4 La información que la Sociedad facilite a sus accionistas y demás partícipes en los mercados financieros será completa, correcta, equitativa, simétrica y en tiempo útil.

Con el fin de conseguir una mayor transparencia e inmediatez en el proceso de difusión de información, la Sociedad utilizará los procedimientos y tecnologías de uso generalizado que la técnica ponga a disposición de empresas y particulares. A tal fin, el Consejo de Administración intensificará el uso de la página web de la Compañía y acordará los contenidos a facilitar por dicho medio y que incluirán, entre otros documentos, los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, los informes trimestrales y anuales, las convocatorias de las Juntas Generales, su reglamentación y acuerdos adoptados en la última celebrada, así como cualquier otra información que se considere oportuna.´

Adicionalmente, el Reglamento de la Junta General establece en su artículo 5, en relación con el derecho de participación e información de los accionistas, que el anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá ´el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.´

Este mismo artículo 5 del Reglamento de la Junta General contempla, asimismo, que ´además de lo exigido por disposición

legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General la Sociedad publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos sociales ((i) el perfil profesional y biográfico, (ii) la relación de otros consejos de administración de los que formen parte, (iii) la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de los dominicales, el accionista al que representan o con quien tengan vínculos, (iv) la fecha de su primer nombramiento como Consejeros en la Sociedad, así como de los posteriores, y (v) las acciones de la Sociedad y opciones sobre ellas de las que sean titulares).

Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación la Sociedad hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a la Sociedad.´

El artículo 6.1 del Reglamento de la Junta General de Accionistas dispone también que:

´En todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad como tales, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página Web de la Sociedad, formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en Junta General de Accionistas.

Convocada la Junta General y antes de los siete días inmediatos a la fecha fijada como primera convocatoria, los accionistas podrán utilizar los mismos medios para comentar o realizar sugerencias por escrito con relación a las propuestas incluidas en su Orden del Día.

Los Servicios de la Sociedad examinarán las cuestiones, sugerencias y comentarios de los accionistas y, de forma agrupada en su caso, se difundirán sus respuestas en la página Web de la Sociedad o, de considerarlo procedente el Consejo de Administración, serán tratadas en Junta General de Accionistas, aunque no sean incluidas en el Orden del Día.´

Además de todo ello, para facilitar el acceso de los accionistas a la información de la Compañía, Repsol ha creado la Oficina de Información al Accionista mencionada anteriormente. En ella el accionista dispone de acceso telefónico gratuito y un correo electrónico donde puede solicitar cuanta información sea de su interés. Adicionalmente los accionistas pueden acudir a dicha Oficina donde recibirán atención personalizada.

E.4 Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, facilita, en su apartado 6, el derecho de participación e información del accionista, previéndose la posibilidad de que pueda formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades o intereses de la misma y que considere que deben ser tratadas en la Junta General, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Además de estas medidas previstas expresamente en las Normas de Gobierno Corporativo de Repsol YPF, S.A., la compañía fomenta igualmente la participación de los accionistas en la Junta General con las siguientes medidas:

- Publicación del anuncio de la convocatoria en los medios de comunicación de mayor difusión, con antelación suficiente, insertándose una copia en la página web de la Sociedad (www.repsol.com) y enviándose copia del mismo a las bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones, para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

- Advertencia, en el anuncio de la convocatoria, de la celebración de la Junta General en segunda convocatoria.

- Prácticas seguidas para incentivar la asistencia mediante la entrega de obsequios e, incluso en su caso, el pago de primas de asistencia.

- Celebración de la Junta General en un local con las mejores condiciones para el desarrollo y seguimiento de la reunión, con un gran aforo, y facilitando el traslado hasta el mismo.

- Posibilidad de ejercer o delegar el voto a distancia, ya sea por correspondencia postal o por medios electrónicos, poniendo a disposición de los accionistas:

En la página web y en la Oficina de Atención al Accionista un modelo para el ejercicio del voto por correspondencia postal.

Una aplicación en la página web para el ejercicio o delegación del voto por medios electrónicos, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES).

- Posibilidad de fraccionar el voto a través de la plataforma de voto y delegación por medios electrónicos y por correo postal.

- Asistencia y orientación personalizada a los accionistas que deseen intervenir, a través del personal de la Oficina de Información al Accionista.

- Posibilidad de acceder a la transmisión en directo de la reunión a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

- Difusión, a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com) de las propuestas de acuerdos correspondientes a los puntos del Orden del Día, así como del informe del Consejo de Administración referente a cada una de las propuestas de acuerdos sometidas a la aprobación de la Junta General.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

SI

Detalles las medidas
A iniciativa propia, el Consejo de Administración tradicionalmente requiere la presencia de un Notario para que asista a la celebración de la Junta General y levante acta de la reunión. En consecuencia, ni el Presidente ni el Secretario de la Junta General intervienen en la elaboración del acta, que se encomienda a un fedatario público, con la consiguiente garantía de neutralidad para los accionistas.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

La Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010 aprobó la modificación del apartado 3.5 del artículo 3 (Competencias de la Junta) y del apartado 9.2 del artículo 9 (Constitución de la Junta) de su Reglamento.

Las referidas modificaciones del Reglamento de la Junta General tenían como objeto su adaptación a la modificación legislativa en materia de sociedades introducida por la Ley 3/2009, de 3 de abril, sobre modificaciones estructurales de las sociedades mercantiles.

Dicha modificación fue comunicada a la CNMV mediante escrito de fecha 18 de junio de 2010 y figura inscrita en el Registro

Mercantil de Madrid.

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

Datos de asistencia					
Fecha Junta General	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		Total
			Voto electrónico	Otros	
30/04/2010	0,058	63,358	0,006	0,446	63,868

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebrados en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el ejercicio 2010 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 30 de abril de 2010, y en la que se adoptaron los siguientes acuerdos, con las mayorías que se indican:

1.1 Aprobar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A., las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2009, y la propuesta de aplicación de sus resultados.

Votaron a favor 604.291.620 acciones, votaron en contra 98.609 acciones y se abstuvieron 10.971.712 acciones.

1.2 Aprobar la gestión del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio social 2009.

Votaron a favor 596.098.123 acciones, votaron en contra 8.741.305 acciones y se abstuvieron 10.522.513 acciones.

2.1 Modificar el primer párrafo del artículo 9 (Dividendos pasivos y mora del accionista).

Votaron a favor 600.008.846 acciones, votaron en contra 98.358 acciones y se abstuvieron 15.254.737 acciones.

2.2 Modificar el artículo 12.bis (Derecho de suscripción preferente).

Votaron a favor 599.694.119 acciones, votaron en contra 413.679 acciones y se abstuvieron 15.254.143 acciones.

2.3 Modificar el primer párrafo del artículo 22 (Acuerdos especiales, constitución y mayorías).

Votaron a favor 599.960.369 acciones, votaron en contra 143.416 acciones y se abstuvieron 15.258.156 acciones.

3.1 Modificar el apartado 3.5 del artículo 3 (Competencias de la Junta).

Votaron a favor 599.880.057 acciones, votaron en contra 176.115 acciones y se abstuvieron 15.305.769 acciones.

3.2 Modificar el apartado 9.2 del artículo 9 (Constitución de la Junta).

Votaron a favor 599.984.159 acciones, votaron en contra 131.195 acciones y se abstuvieron 15.246.587 acciones.

4.1 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a Dña. Paulina Beato Blanco.

Votaron a favor 602.026.416 acciones, votaron en contra 156.935 acciones y se abstuvieron 13.178.590 acciones.

4.2 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Artur Carulla Font.

Votaron a favor 595.416.578 acciones, votaron en contra 7.240.441 acciones y se abstuvieron 12.704.922 acciones.

4.3 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Javier Echenique Landiríbar.

Votaron a favor 601.633.095 acciones, votaron en contra 2.491.037 acciones y se abstuvieron 11.237.809 acciones.

4.4 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a Pemex Internacional España, S.A.

Votaron a favor 597.174.003 acciones, votaron en contra 6.246.245 acciones y se abstuvieron 11.941.693 acciones.

4.5 Reelegir como miembro del Consejo de Administración, por un nuevo período de cuatro años, a D. Henri Philippe Reichstul.

Votaron a favor 604.012.048 acciones, votaron en contra 148.075 acciones y se abstuvieron 11.201.818 acciones.

5. Reelegir como Auditor de Cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su Grupo Consolidado a la Sociedad Deloitte, S.L. por el período legalmente establecido de una anualidad, encomendándole igualmente la realización de los demás servicios de Auditoría exigidos por la Ley que precisare la sociedad hasta la celebración de la próxima Junta General Ordinaria.

Votaron a favor 602.410.163 acciones, votaron en contra 2.507.334 acciones y se abstuvieron 10.444.444 acciones.

6. Autorizar al Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., directamente o a través de sociedades dominadas, dentro del plazo de 5 años a contar desde el acuerdo de la Junta, dejando sin efecto la autorización acordada en la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

Votaron a favor 594.579.635 acciones, votaron en contra 9.602.838 acciones y se abstuvieron 11.179.468 acciones.

7. Delegar en el Consejo de Administración la facultad de acordar el aumento del capital social, hasta el máximo legalmente previsto, con posibilidad de excluir el derecho de suscripción preferente, dejando sin efecto el acuerdo séptimo de la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2005.

Votaron a favor 570.986.716 acciones, votaron en contra 27.382.419 acciones y se abstuvieron 16.992.806 acciones.

8. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.

Votaron a favor 602.821.148 acciones, votaron en contra 2.637.137 acciones y se abstuvieron 9.903.656 acciones.

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General.

NO

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la junta general.

De acuerdo con el apartado 8 del Reglamento de la Junta General, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que no necesitará ser accionista. La representación deberá conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, y con carácter especial para cada Junta.

Para ello, además de poder remitir las delegaciones para la asistencia y voto en la Junta a través de las entidades participantes de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A. (Iberclear), se pone a disposición de los accionistas la Oficina de Información al Accionista, a la que pueden dirigirse por correo o en persona, y otra oficina abierta, exclusivamente para este fin, en el domicilio social, Paseo de la Castellana, número 278, donde se reciben las tarjetas de asistencia y se entregan los obsequios correspondientes.

Asimismo, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES), se pone a disposición una aplicación en la página web para la delegación del voto por medios electrónicos.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

NO

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página Web.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por la Ley 26/2003, de 17 de julio, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se recoge en el epígrafe ´Información para accionistas e inversores´ de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

F - GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno. En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Ver epígrafes: A.9, B.1.22, B.1.23 y E.1, E.2

Explique

El art. 27 de los Estatutos y el art. 13.6 del Reglamento de la Junta General de Accionistas de la Sociedad, establecen que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un mismo accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo, será del 10% del total del capital social con derecho a voto.

Dicha limitación fue aprobada, al amparo de lo dispuesto por el artículo 105 de la Ley de Sociedades Anónimas, en la Junta General Extraordinaria de 1999 por un 95% del capital social concurrente a dicha Junta.

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:

a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: C.4 y C.7

No Aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

a) La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;

b) La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;

c) Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.

Cumple

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple

5. Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

a) Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;

b) En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.

Ver epígrafe: E.8

Cumple

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Ver epígrafe: E.4

Cumple

7. Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida,

el valor económico de la empresa.
Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

8. Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;

ii) La política de inversiones y financiación;

iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;

iv) La política de gobierno corporativo;

v) La política de responsabilidad social corporativa;

vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;

vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3

b) Las siguientes decisiones :

i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

Ver epígrafe: B.1.14

ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

Ver epígrafe: B.1.14

iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;

v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: C.1 y C.6

Cumple Parcialmente

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol YPF actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

- a.vii) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control. A este respecto, dado que la recomendación 50.1 del Código Unificado atribuye a la Comisión de Auditoría y Control funciones en materia de supervisión de los sistemas de información, control interno y gestión de riesgos, así como que Repsol YPF está sujeta a la Ley estadounidense Sarbanes-Oxley (Sección 404), en virtud de la cual la Comisión de Auditoría y Control debe actuar como máximo órgano de control y supervisión del funcionamiento del sistema de Control Interno de Reporting Financiero, se ha considerado conveniente que corresponda a dicha Comisión la función de supervisar los sistemas de gestión de riesgos, control interno y sistemas de información de la Compañía, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

- b.i) El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de ´blindaje´ para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

- b.v) La Sociedad cumple, excepto lo relativo a la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. A este respecto, la Sociedad ha optado por que la Comisión de Auditoría y Control reciba información sobre estas materias y vele por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y por que la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente. Todo ello, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

Por otro lado, esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: B.1.1

Explique

El Consejo de Administración consideró conveniente para la compañía, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista.

A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 2007, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros. Dicha propuesta fue aprobada por la referida Junta General.

10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.2, A.3, B.1.3 y B.1.14

Cumple

11. Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

Ver epígrafe: B.1.3

No Aplicable

12. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: B.1.3, A.2 y A.3

Cumple

13. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: B.1.3

Cumple

14. Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Ver epígrafes: B.1.3 y B.1 4

Cumple

15. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;

b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3

Cumple

16. Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su

caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.
Ver epígrafe: B.1.42

Cumple

17. Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.
Ver epígrafe: B.1.21

Cumple

18. Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:
a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;
b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;
c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.
Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.
Ver epígrafe: B.1.34

Cumple

19. Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.
Ver epígrafe: B.1.29

Cumple

20. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.
Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30

Cumple

21. Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

No Aplicable

22. Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:
a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;
b) Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;

c) El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafe: B.1.19

Cumple

23. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple

24. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: B.1.41

Cumple

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

a) Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;

b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17

Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo relativo a las reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros. A este respecto, considera suficiente para asegurar el eficaz desempeño de sus funciones por los Consejeros las obligaciones que, conforme a lo establecido en el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deben cumplir por virtud de su cargo:

. Dedicar con continuidad el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir de forma regular las cuestiones que plantea la administración de la Sociedad.

. Informarse y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo y de los órganos delegados y consultivos a los que pertenezcan, recabando la información suficiente para ello y la colaboración o asistencia que consideren oportunas.

. Asistir a las reuniones de los órganos de que formen parte y participar activamente en las deliberaciones a fin de que su criterio contribuya eficazmente al proceso de toma de decisiones. De no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que ha sido convocado, deberá instruir al Consejero que, en su caso, le represente.

. Realizar cualquier cometido específico que le encomiende el Consejo de Administración y se halle razonablemente comprendido en su compromiso de dedicación.

. Informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los

cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones informará al Consejo sobre el cumplimiento por los Consejeros de las referidas obligaciones.

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

a) A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.

b) Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

a) Perfil profesional y biográfico;

b) Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;

c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.

d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;

e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple

29. Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un período continuado superior a 12 años.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2, A.3 y B.1.2

Cumple

31. Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultas de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26

Cumple

32. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: B.1.43 y B.1.44

Cumple

33. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

No Aplicable

34. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: B.1.5

No Aplicable

35. Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:

a) Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;

b) Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:

i) Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.

ii) Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;

iii) Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y

iv) Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.

c) Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.

d) Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:

i) Duración;

ii) Plazos de preaviso; y

iii) Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.

Ver epígrafe: B.1.15

Cumple

36. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Ver epígrafes: A.3 y B.1.3

Cumple

37. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple

38. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple

39. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple

40. Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

Ver epígrafe: B.1.16

Cumple Parcialmente

La Sociedad elabora el Informe sobre la política de retribuciones de los Consejeros, que es puesto a disposición de los accionistas, a título informativo, con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:

a) El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:

i) Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;

ii) La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;

iii) Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;

iv) Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;

v) Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;

vi) Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;

vii) Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;

viii) Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el consejero.

b) El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:

i) Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;

ii) Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;

iii) Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;

iv) Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.

c) Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple

42. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6

Cumple

43. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;

b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.

c) Que sus Presidentes sean consejeros independientes.

d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3

Cumple

45. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Cumple

46. Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

47. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Cumple

48. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

49. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;

b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;

c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;

d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafes: D

Cumple

50. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

b) Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

c) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

d) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.

b) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

c) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

ii) Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores;

iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

d) En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3

Cumple

51. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

52. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.

b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3

Cumple Parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo recogido en el apartado b relativo a las entidades domiciliadas en paraísos fiscales y las operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

A este respecto, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece que la Comisión de Auditoría y Control será informada sobre la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. Asimismo, corresponde a dicha Comisión velar por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente.

Por otro lado, el referido apartado de esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

53. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: B.1.38

Cumple

54. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: B.2.1

Explique

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones de Repsol YPF ha propuesto al Consejo de Administración el nombramiento de D. Mario Fernández Pelaz como tercer vocal independiente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, con objeto de que la mayoría de los miembros de dicha Comisión ostenten la condición de Consejeros Externos Independientes.

El referido nombramiento será acordado, en su caso, por el Consejo de Administración de la Sociedad previsto para el día de celebración de la Junta General Ordinaria 2011, una vez concluida la misma, a cuya aprobación se va a someter el nombramiento del Sr. Fernández como Consejero de la Sociedad.

55. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.

c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.

d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple Parcialmente

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: B.1.14 y B.2.3

Cumple

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple

G - OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

1. Nota sobre el apartado A.2.

Debido a que las acciones de la Sociedad están representadas por anotaciones en cuenta, la Sociedad no dispone de información actualizada sobre la identidad de sus accionistas ni los detalles de su participación. Por ello, los datos ofrecidos en este apartado provienen de la información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, Sociedad Anónima Unipersonal (IBERCLEAR) con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de 30 de abril de 2010, así como de la información remitida por los accionistas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y a la propia Sociedad.

Por otro lado, se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,8 % del capital social de la Compañía.

2. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

3. Nota sobre el apartado B.1.11.

Siguiendo la práctica anterior de Repsol YPF, S.A., y para completar la información suministrada en el apartado B.1.11., se detallan en el presente Informe Anual de Gobierno Corporativo las cantidades percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante el ejercicio 2010, de forma individualizada y por conceptos retributivos o de otros beneficios y prestaciones.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2009 y 2010, a los siguientes importes:

Euros	
Órgano de Gobierno	2009 2010
Consejo de Administración	172.287 172.287
Comisión Delegada	172.287 172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144 86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072 43.072
Comisión de Nombramientos y Retribución	43.072 43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,910 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Consejo	C. Deleg	C. Audit	C. Nombra.	C. Estrat.	TOTAL
BRUFAU NIUBÓ, Antonio	172.287	172.287	-	-	-	344.574
SUÁREZ DE LEZO MANTILLA, Luis	172.287	172.287	-	-	-	344.574
PEMEX INTER. ESPAÑA S.A.	172.287	172.287	-	-	43.072	387.646
DE LAS MORENAS LÓPEZ, Carmelo	172.287	-	86.144	-	-	258.431
REICHSTUL, Henri Philippe	172.287	172.287	-	-	-	344.574
BEATO BLANCO, Paulina	172.287	-	86.144	-	-	258.431
ECHENIQUE LANDIRIBAR, Javier	172.287	172.287	86.144	-	-	430.718
CARULLA FONT, Artur	172.287	172.287	-	43.072	-	387.646
DEL RIVERO ASENSIO, Luis	172.287	172.287	-	-	-	344.574
ABELLÓ GALLO, Juan	172.287	-	-	-	43.072	215.359
LOUREDA MANTIÑÁN, José Manuel	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
CROISSIER BATISTA, Luis Carlos	172.287	-	-	-	43.072	215.359
FAINÉ CASAS, Isidro	172.287	172.287	-	-	-	344.574
NIN GÉNOVA, Juan María	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
DURÁNDEZ ADEVA, Ángel	172.287	-	86.144	-	-	258.431
GABARRO MIQUEL, M Isabel	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2010 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,269 millones de euros, correspondiendo 2,310 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,959 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo. Dichas remuneraciones coinciden con las percibidas en el ejercicio 2009 por este mismo concepto.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, está última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2006-2009, percibidas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,620 millones de euros. Las percepciones recibidas por D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, han ascendido a 0,666 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado ´Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia´ siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,536 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Euros

	YPF	Gas Natura	CLH	Total
Antonio Brufau	78.981	265.650		344.631
Luis Suárez de Lezo	77.553	103.500	9.921	190.975

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia.

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2.010 a 2,784 millones de euros. Corresponden 2,496 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,288 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2010, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

g) Operaciones con los Administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones con accionistas significativos de la sociedad, los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

h) Relación con los resultados de la Compañía

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,780 millones de euros, lo cual representa un 0,14% del resultado del periodo.

4. Nota sobre el apartado B.1.12.

A efectos del presente Informe Anual de Gobierno Corporativo, Repsol YPF considera ´altos directivos´ a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF, al resto de Directivos con dependencia directa del Presidente Ejecutivo y al Director de Auditoría y Control.

Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información sobre los miembros de la alta dirección incluida en el apartado B.1.12 no incluye al personal directivo con la condición de consejero ejecutivo.

La cantidad de 12,551 millones de euros correspondiente a la remuneración total de la alta dirección incluye las percepciones del personal directivo señalado en el apartado B.1.12.

La remuneración total indicada no es la devengada, sino la percibida.

Esta cantidad no incluye los costes por las aportaciones realizadas a plan de pensiones, seguro de vida, plan de previsión y premio de permanencia, que han ascendido a 2,048 millones de euros; ni los importes abonados al personal Directivo que ha causado baja en concepto de indemnización por extinción de contrato y compensación por el pacto de no concurrencia que ascienden a 7,592 millones de euros.

5. Nota sobre el apartado C.2

Respecto de los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr Vallehermoso, S.A. y con Petróleos Mexicanos se corresponde con el volumen de compromisos de compras vigentes al 31 de diciembre de 2010 neto del volumen de compromisos de venta.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al 31 de diciembre de 2010 otras operaciones por 3.044 millones de euros con el grupo ´la Caixa´, dentro de las cuales se incluyen inversiones a corto plazo por 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 y el tipo de interés por 711 millones de euros.

6. Código de Buenas Prácticas Tributarias

Repsol YPF se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz, relacionados con los anteriores apartados del informe, en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de buen gobierno:

NO

Fecha y firma:

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha

23/02/2011

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

NO

E) INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 (*Información no auditada*)

INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 (*Información no auditada*).

A continuación se incluye información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol.

Esta información incluye los siguientes desgloses:

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;
- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas realizada de acuerdo con unos criterios normalizados;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde de forma voluntaria y con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del *Financial Accounting Standards Board* (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema "*Petroleum Reserves Management System*" de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE).

La siguiente información corresponde a 31 de diciembre de 2011. En relación con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A., iniciado por las autoridades argentinas, véanse los posibles efectos en el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados relativos a las actividades de exploración y producción, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Millones de euros							
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
Al 31 de diciembre de 2009								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	26.789	338	20.532	1.218	2.516	1.324	807	54
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	2.588	103	81	222	532	1.267	376	7
	29.377	441	20.613	1.440	3.048	2.591	1.183	61
Equipos e instalaciones auxiliares	1.759	48	368	598	245	282	217	1
Total costes capitalizados	**31.136**	**489**	**20.981**	**2.038**	**3.293**	**2.873**	**1.400**	**62**
Amortización y provisión acumulada	(19.401)	(352)	(15.692)	(876)	(1.575)	(355)	(550)	(1)
Importes netos (1)	**11.735**	**137**	**5.289**	**1.162**	**1.718**	**2.518**	**850**	**61**

	Millones de euros							
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia
Al 31 de diciembre de 2010								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	30.847	488	23.164	1.342	2.981	1.886	933	53
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	2.297	5	116	243	531	1.017	377	8
	33.144	493	23.280	1.585	3.512	2.903	1.310	61
Equipos e instalaciones auxiliares	2.093	52	521	697	265	316	242	0
Total costes capitalizados	**35.237**	**545**	**23.801**	**2.282**	**3.777**	**3.219**	**1.552**	**61**
Amortización y provisión acumulada	(22.830)	(367)	(18.171)	(1.094)	(1.670)	(732)	(743)	(53)
Importes netos (1)	**12.407**	**178**	**5.630**	**1.188**	**2.107**	**2.487**	**809**	**8**

	Millones de euros							
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	Africa	Asia
Al 31 de diciembre de 2011								
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	34.481	504	25.492	1.581	3.599	2.116	1.189	0
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	2.624	13	158	263	720	1.312	103	55
	37.105	517	25.650	1.844	4.319	3.428	1.292	55
Equipos e instalaciones auxiliares	2.401	52	595	818	350	331	255	0
Total costes capitalizados	**39.506**	**569**	**26.245**	**2.662**	**4.669**	**3.759**	**1.547**	**55**
Amortización y provisión acumulada	(25.264)	(359)	(19.986)	(1.268)	(1.867)	(1.062)	(722)	0
Importes netos (1)	**14.242**	**210**	**6.259**	**1.394**	**2.802**	**2.697**	**825**	**55**

(1) No incluye costes capitalizados asociados a Activos mantenidos para la venta (por ejemplo, Eurotek).

(2) A 31 de diciembre de 2011 la totalidad de costes capitalizados en Argentina corresponden a operaciones de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por YPF. Adicionalmente, en Norteamérica se incluyen importes correspondientes a sociedades de YPF en costes capitalizados en propiedades con reservas probadas, con reservas no probadas, y amortización y provisión acumulada que ascendían a 183, 14 y 163 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo tenía registrados 130 y 68 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Costes soportados

Los costes soportados representan importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año, por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración y desarrollo.

	Millones de euros								
Al 31 de diciembre de 2009	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	6	-	-	-	6	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	61	-	-	-	57	4	-	-	-
Costes de exploración	875	119	104	4	283	130	208	27	-
Costes de desarrollo	1.240	23	715	112	108	212	64	6	-
TOTAL (1)	**2.182**	**142**	**819**	**116**	**454**	**346**	**272**	**33**	**-**

	Millones de euros								
Al 31 de diciembre de 2010	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	266	-	-	-	266	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	45	-	-	-	45	-	-	-	-
Costes de exploración	818	28	85	9	478	113	80	25	-
Costes de desarrollo	1.724	48	1.205	79	278	70	44	-	-
TOTAL (1)	**2.853**	**76**	**1.290**	**88**	**1.067**	**183**	**124**	**25**	**-**

	Millones de euros								
Al 31 de diciembre de 2011	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	(2) Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	Africa	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	1.259	62	268	3	346	386	127	66	1
Costes de desarrollo	2.332	44	1.389	276	446	159	18	-	-
TOTAL (1)	**3.591**	**106**	**1.657**	**279**	**792**	**545**	**145**	**66**	**1**

(1) No incluye costes soportados en Activos mantenidos para la venta (por ejemplo, Eurotek).

(2) A 31 de diciembre de 2011 la totalidad de costes soportados en Argentina corresponden a operaciones de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por YPF. Adicionalmente, en “Resto de Sudamérica” y “Norteamérica” se incluyen costes soportados por sociedades de YPF por importe de 10 y 18 millones de euros, respectivamente.

En los ejercicios 2011 y 2010, el Grupo invirtió 65 y 64 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos del Grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
2.009									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.560	-	622	323	545	35	35	-	-
Venta a sociedades del Grupo	4.289	34	2.872	401	332	412	238	-	-
Otros ingresos	446	-	-	-	33	-	413	-	-
Total ingresos	**6.295**	**34**	**3.494**	**724**	**910**	**447**	**686**	**-**	**-**
Costes de producción (1)	(2.365)	(17)	(1.563)	(295)	(365)	(35)	(90)	-	-
Gastos de exploración	(466)	(26)	(100)	(4)	(103)	(50)	(154)	(29)	-
Otros gastos	(230)	-	(187)	(3)	(38)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones	(1.895)	(10)	(1.143)	(151)	(202)	(323)	(66)	-	-
Beneficio antes de impuestos	**1.339**	**(19)**	**501**	**271**	**202**	**38**	**375**	**(29)**	**-**
Impuestos sobre beneficios	(643)	12	(232)	(148)	20	(20)	(284)	9	-
Resultado de las actividades (2)	**696**	**(7)**	**269**	**123**	**222**	**18**	**91**	**(20)**	**-**

	Millones de euros								
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa	Asia	Australia
2.010									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.022	-	906	222	830	37	27	-	-
Venta a sociedades del Grupo	5.584	50	3.464	699	384	628	359	-	-
Otros ingresos (3)	644	-	-	-	33	-	611	-	-
Total ingresos	**8.250**	**50**	**4.370**	**921**	**1.247**	**665**	**997**	**-**	**-**
Costes de producción (1)	(3.104)	(21)	(2.009)	(360)	(530)	(47)	(137)	-	-
Gastos de exploración	(502)	(30)	(64)	(5)	(249)	(48)	(76)	(30)	-
Otros gastos	(332)	(4)	(286)	(4)	(35)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones	(2.066)	(6)	(1.275)	(153)	(209)	(352)	(71)	-	-
Beneficio antes de impuestos	**2.246**	**(11)**	**736**	**399**	**224**	**217**	**711**	**(30)**	**-**
Impuestos sobre beneficios	(1.277)	10	(255)	(206)	(245)	(89)	(500)	8	-
Resultado de las actividades (2)	**969**	**(1)**	**481**	**193**	**(21)**	**128**	**211**	**(22)**	**-**

	Millones de euros								
	Total	Europa	(4) Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	(4) Norteamérica	Africa	Asia	Australia
2.011									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.031	-	643	404	911	42	31	-	-
Venta a sociedades del Grupo	5.433	51	3.614	552	380	746	90	-	-
Otros ingresos	187	-	-	-	33	-	154	-	-
Total ingresos	**7.651**	**51**	**4.257**	**956**	**1.324**	**788**	**275**	**-**	**-**
Costes de producción (1)	(3.107)	(25)	(2.224)	(334)	(397)	(42)	(85)	-	-
Gastos de exploración	(494)	(64)	(82)	(3)	(67)	(130)	(124)	(23)	(1)
Otros gastos	(352)	(6)	(317)	(3)	(24)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones	(1.786)	(4)	(1.142)	(130)	(198)	(286)	(26)	-	-
Beneficio antes de impuestos	**1.912**	**(48)**	**492**	**486**	**638**	**329**	**39**	**(23)**	**(1)**
Impuestos sobre beneficios	(806)	29	(172)	(288)	(148)	(120)	(114)	7	-
Resultado de las actividades (2)	**1.106**	**(19)**	**320**	**198**	**490**	**209**	**(75)**	**(16)**	**(1)**

(1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares, así como retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina, por importe total de 1.241, 1.191 y 995 millones de euros en 2011, 2010 y 2009, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2011, 2010 y 2009 por importes de 170, 426 y 189 millones de euros, respectivamente.

(2) El resultado no incluye las dotaciones o reversiones de provisiones por pérdidas de valor como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado (flujos de caja actualizados), provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos de cada campo propiedad de la compañía al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas, que ascienden a un ingreso neto de 36 y 134 millones de euros en 2011 y 2009, respectivamente, y a un gasto neto de 163 millones de euros en 2010.

(3) El resultado no incluye la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo alcanzado sobre los activos de exploración y producción en Brasil, que asciende a 2.847 millones de euros (véase nota 31 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010).

(4) Los resultados a 31 de diciembre de 2011 en Argentina correspondían íntegramente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de YPF. Adicionalmente la columna “Norteamérica” incorpora un resultado negativo de 4 millones de euros registrado por actividades realizadas por sociedades de YPF, constituido por unos ingresos totales de 42 millones de euros y unos costes, gastos y amortizaciones de 46 millones de euros.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas, excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen "regalías". Repsol aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas en conformidad con las directrices y el marco conceptual establecidas para la industria de petróleo y el gas por la SEC y los criterios establecidos por el sistema *"Petroleum Reserves Management System"* de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol han sido estimadas por ingenieros de petróleo de Repsol.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio de *Upstream*, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).

Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran diferencias superiores al 7%, Repsol reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas.

En 2011, Gaffney, Cline & Associates, Inc., (GCA) auditó ciertas áreas en España y en Sudamérica; DeGolyer and MacNaughton (D&M) auditó ciertas áreas en Argentina y África; Netherland, Sewell & Associates, Inc., auditó ciertas áreas en Sudamérica, y Ryder Scott Company (RSC) auditó ciertas áreas en Sudamérica. Los informes de los ingenieros independientes están disponibles en la página *web* de Repsol (www.repsol.com), si bien los mismos no forman parte del presente Documento de Registro.

A 31 de diciembre de 2011, YPF disponía de reservas probadas que ascendían a 1.013 millones de barriles de petróleo equivalentes (585 millones de barriles de líquidos y 2.399 miles de millones de pies cúbicos de gas) y que representaban un 46% de las reservas probadas del Grupo consolidado en dicha fecha. Desde la pérdida de control dichos volúmenes no forman parte de las reservas probadas del Grupo Repsol (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro).

Por otro lado, la producción de YPF, alcanzó, en 2011, los 181 millones de barriles de petróleo equivalentes (100 millones de barriles de líquidos y 453 miles de millones de pies cúbicos de gas natural), que representaron el 62% de la producción total del Grupo en dicho ejercicio.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

	Millones de barriles						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2)	**903**	**2**	**581**	**46**	**97**	**48**	**129**
Revisión de estimaciones anteriores	92	2	38	1	26	20	5
Recuperación Mejorada	15	-	15	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	30	4	15	-	-	7	4
Compras de reservas	4	-	-	-	4	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(160)	(1)	(110)	(6)	(19)	(9)	(15)
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2)	**883**	**7**	**539**	**40**	**108**	**66**	**123**
Revisión de estimaciones anteriores	92	1	45	1	32	2	11
Recuperación Mejorada	32	-	32	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	31	-	23	-	6	-	2
Compras de reservas	38	-	-	-	38	-	-
Ventas de reservas	(8)	-	-	-	(8)	-	-
Producción (1)	(160)	(1)	(107)	(6)	(20)	(11)	(15)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	**908**	**7**	**532**	**35**	**156**	**57**	**121**
Revisión de estimaciones anteriores	112	-	91	1	19	1	(1)
Recuperación Mejorada	19	-	19	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	80	-	43	-	37	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Producción (1)	(140)	-	(100)	(5)	(21)	(10)	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	**978**	**6**	**584**	**32**	**192**	**49**	**115**
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:							
Al 31 de diciembre de 2008	652	1	452	34	78	3	84
Al 31 de diciembre de 2009	656	2	429	33	86	29	77
Al 31 de diciembre de 2010	649	2	404	28	116	21	78
Al 31 de diciembre de 2011	671	2	438	24	115	21	71

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2011, 2010, 2009 y 2008 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 109, 99, 94 y 94 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2011, 2010 y 2009 incluye un volumen estimado de aproximadamente 15, 16, y 16 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 249, 107 y 86 millones de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado y GLP correspondientes a YPF suponían 584 millones de barriles en Argentina e inferiores a 1 millón de barriles de crudo equivalente en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 100 millones de barriles en Argentina y 0,5 millones de barriles en Norteamérica.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:

	Miles de Millones de pies cúbicos						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2)	**7.341**	**5**	**3.145**	**2.484**	**1.530**	**12**	**165**
Revisión de estimaciones anteriores.....	290	-	54	32	230	5	(31)
Recuperación Mejorada	1	-	1	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	70	-	68	-	-	2	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(958)	(2)	(549)	(277)	(104)	(3)	(23)
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2)	**6.744**	**3**	**2.719**	**2.239**	**1.656**	**16**	**111**
Revisión de estimaciones anteriores.....	730	-	313	78	351	5	(17)
Recuperación Mejorada	1	-	1	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	230	-	50	-	180	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(149)	-	-	-	(149)	-	-
Producción (1)	(913)	(2)	(505)	(281)	(108)	(4)	(13)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	**6.643**	**1**	**2.578**	**2.036**	**1.930**	**17**	**81**
Revisión de estimaciones anteriores.....	164	1	167	55	(50)	2	(11)
Recuperación Mejorada	1	-	-	-	1	-	-
Extensiones y descubrimientos	778	-	104	-	568	-	106
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(839)	(1)	(452)	(250)	(120)	(4)	(12)
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	**6.747**	**-**	**2.397**	**1.842**	**2.329**	**14**	**165**
Reservas probadas desarrolladas de gas natural:							
Al 31 de diciembre de 2008	3.741	5	2.265	375	1.007	3	86
Al 31 de diciembre de 2009	4.513	3	2.149	1.058	1.228	9	66
Al 31 de diciembre de 2010	4.275	1	1.994	875	1.317	7	81
Al 31 de diciembre de 2011	3.854	0	1.796	699	1.293	8	58

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2011, 2010, 2009 y 2008 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.026, 959, 812 y 700 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2011, 2010 y 2009 incluye un volumen estimado de aproximadamente 74, 73 y 80 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 1.021, 521 y 434 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas gas natural correspondientes a YPF ascendían a 2.397 miles de millones de pies cúbicos de gas en Argentina y 2 millones de pies cúbicos de gas en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 452 miles de millones de pies cúbicos en Argentina y mil millones de pies cúbicos en Norteamérica.

Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

	Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África
Reservas al 31 de diciembre de 2008 (1)(2)	**2.209**	**2**	**1.141**	**488**	**370**	**50**	**158**
Revisión de estimaciones anteriores	144	2	48	6	67	21	-
Recuperación Mejorada	15	-	15	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	43	4	27	-	-	8	4
Compras de reservas	4	-	-	-	4	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(331)	(1)	(208)	(55)	(38)	(10)	(19)
Reservas al 31 de diciembre de 2009 (1)(2)	**2.084**	**7**	**1.023**	**439**	**403**	**69**	**143**
Revisión de estimaciones anteriores	222	1	101	15	94	3	8
Recuperación Mejorada	32	-	32	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	72	-	32	-	38	-	2
Compras de reservas	38	-	-	-	38	-	
Ventas de reservas	(34)	-	-	-	(34)	-	-
Producción (1)	(323)	(1)	(197)	(56)	(39)	(12)	(18)
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	**2.091**	**7**	**991**	**398**	**500**	**60**	**135**
Revisión de estimaciones anteriores	141	-	121	11	10	1	(3)
Recuperación Mejorada	19	-	19	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	219	-	62	-	138	-	19
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Producción (1)	(290)	(1)	(180)	(49)	(43)	(11)	(7)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)(2)(3)	**2.179**	**6**	**1.011**	**360**	**607**	**51**	**145**
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:							
Al 31 de diciembre de 2008	1.318	2	855	101	258	3	99
Al 31 de diciembre de 2009	1.461	3	812	221	305	31	89
Al 31 de diciembre de 2010	1.410	2	759	184	351	22	92
Al 31 de diciembre de 2011	1.358	2	758	149	345	23	82

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2011, 2010, 2009 y 2008 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 292, 270, 239 y 219 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2011, 2010 y 2009 incluye un volumen estimado de aproximadamente 28, 29 y 31 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2) Incluye 431, 200 y 163 millones de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural correspondientes a YPF ascendían a 1.011 millones de barriles equivalentes en Argentina y a 2 millones de barriles equivalentes en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 180 millones de barriles equivalentes en Argentina y 0,7 millones de barriles equivalentes en Norteamérica.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos.

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las directrices y el marco conceptual establecidos para la industria de petróleo y gas por la SEC americana y los principios del FASB. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2011 de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado en base a la estructura de costes al cierre del ejercicio. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados de acuerdo al régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

En relación con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A., iniciado por las autoridades argentinas, véanse los posibles efectos en el factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

	Millones de euros						
Al 31 de diciembre de 2009	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Flujos de caja futuros	40.714	260	20.832	4.759	6.168	2.706	5.989
Costes futuros de producción	(14.478)	(107)	(7.901)	(2.154)	(2.599)	(571)	(1.146)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(5.369)	(179)	(2.525)	(1.268)	(703)	(413)	(281)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.595)	-	(2.561)	(473)	(717)	(9)	(2.835)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	14.272	(26)	7.845	864	2.149	1.713	1.727
Efecto de actualizar al 10%	(4.502)	40	(2.189)	(300)	(897)	(491)	(665)
Valor actual (1)	**9.770**	**14**	**5.656**	**564**	**1.252**	**1.222**	**1.062**

	Millones de euros						
Al 31 de diciembre de 2010	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Flujos de caja futuros	57.177	360	29.900	5.426	10.800	3.227	7.464
Costes futuros de producción	(18.593)	(120)	(10.839)	(2.250)	(4.174)	(362)	(848)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(6.827)	(183)	(3.203)	(1.385)	(1.231)	(518)	(307)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(10.844)	2	(4.423)	(650)	(1.610)	(191)	(3.972)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	20.913	59	11.435	1.141	3.785	2.156	2.337
Efecto de actualizar al 10%	(6.499)	40	(3.130)	(425)	(1.541)	(578)	(865)
Valor actual (1)	**14.414**	**99**	**8.305**	**716**	**2.244**	**1.578**	**1.472**

	Millones de euros						
Al 31 de diciembre de 2011	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Flujos de caja futuros	72.363	498	32.052	6.437	18.493	4.033	10.850
Costes futuros de producción	(25.993)	(145)	(14.144)	(2.610)	(7.507)	(361)	(1.226)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(9.621)	(215)	(4.687)	(1.506)	(2.098)	(526)	(589)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(13.162)	3	(3.344)	(902)	(2.585)	(621)	(5.713)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	23.587	141	9.877	1.419	6.303	2.525	3.322
Efecto de actualizar al 10%	(8.887)	16	(3.440)	(573)	(2.756)	(792)	(1.342)
Valor actual (1)(2)	**14.700**	**157**	**6.437**	**846**	**3.547**	**1.733**	**1.980**

(1) Incluye 2.747, 1.681 y 905 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(2) A 31 de diciembre de 2011 el valor actual de los flujos de caja netos en Argentina correspondían íntegramente a YPF. Adicionalmente en Norteamérica, 16 millones de euros de valor actual de los flujos de caja correspondían a sociedades de YPF.

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos.

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2009, 2010 y 2011:

	Millones de euros						
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Resto de Sudamérica	Norteamérica	Africa
Saldo final al 31 de diciembre de 2008 (1)	7.746	(14)	4.632	627	1.061	556	884
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	3.327	5	2.091	(319)	529	267	754
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(476)	53	(445)	463	(330)	(182)	(35)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.063)	(23)	(1.776)	(367)	(315)	(111)	(471)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	782	39	502	-	7	134	100
Cambios netos por compra/venta de activos	19	(21)	-	-	40	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	1.302	(20)	643	28	169	372	110
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	900	3	384	221	78	147	67
Efecto de la actualización a una fecha diferente	343	(5)	190	29	48	39	42
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(1.110)	(3)	(565)	(118)	(35)	-	(389)
Variación neta	2.024	28	1.024	(63)	191	666	178
Saldo final al 31 de diciembre de 2009 (1)	9.770	14	5.656	564	1.252	1.222	1.062
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	5.074	56	2.679	370	596	501	872
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.218)	14	(747)	(55)	(212)	(194)	(24)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.887)	7	(2.021)	(373)	(423)	(417)	(660)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	1.718	-	1.388	-	258	-	72
Cambios netos por compra/venta de activos	193	-	-	-	193	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	2.215	1	1.104	64	447	222	377
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	993	3	389	130	233	167	71
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.623	3	935	92	212	203	178
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(2.067)	1	(1.078)	(76)	(312)	(126)	(476)
Variación neta	4.644	85	2.649	152	992	356	410
Saldo final al 31 de diciembre de 2010 (1)	14.414	99	8.305	716	2.244	1.578	1.472
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(497)	90	(4.420)	508	915	930	1.480
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(2.222)	(44)	(1.566)	(134)	(313)	(147)	(18)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(4.958)	(43)	(2.407)	(472)	(697)	(476)	(863)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	2.704	-	1.525	-	1.152	-	27
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en las reservas	2.153	10	1.934	59	10	(285)	425
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.499	33	627	173	390	203	73
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.763	12	1.011	84	291	191	174
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(156)	-	1.428	(88)	(445)	(261)	(790)
Variación neta (2)	286	58	(1.868)	130	1.303	155	508
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	14.700	157	6.437	846	3.547	1.733	1.980

(1) Incluye 2.747, 1.681 y 905 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

(2) En 2011 la variación neta del valor actual de los flujos de caja netos en Argentina correspondían íntegramente a YPF. Adicionalmente en Norteamérica, 4 millones de euros de la variación en el valor actual de los flujos de caja correspondían a sociedades de YPF.

F) ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS E INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL PERÍODO DE SEIS MESES TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2012 E INFORME DE REVISIÓN LIMITADA.

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Revisión Limitada

Estados financieros intermedios resumidos consolidados e informe de gestión intermedio correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012

Deloitte.

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE REVISIÓN LIMITADA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

A los accionistas de
Repsol, S.A.:

1. Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (en adelante los estados financieros intermedios) de Repsol, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (en adelante el Grupo), que comprenden el balance de situación al 30 de junio de 2012, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de ingresos y gastos reconocidos, el estado de cambios en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo, así como las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad dominante la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la elaboración de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

2. Nuestra revisión se ha realizado de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410, "Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad". Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la formulación de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de ciertos procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión limitada es sustancialmente menor que el de una auditoría y, por consiguiente, no permite asegurar que todos los asuntos significativos que podrían ser identificados en una auditoría lleguen a nuestro conocimiento. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

3. Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos por la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.

4. Sin que afecte a nuestra conclusión, llamamos la atención respecto a los cambios en la composición del Grupo señalados en la Nota 3.a) adjunta, en la que se menciona que el valor por el que el Grupo tiene registrada la participación del 51% de YPF, S.A. ha sido calculado sobre la base de las mejores estimaciones de los Administradores de la Sociedad, considerando las incertidumbres existentes en relación con el desenlace de los distintos procesos contenciosos iniciados o que pudieran iniciarse. Adicionalmente, tal y como se indica en la Nota 2 adjunta, como consecuencia de los mencionados cambios en la composición del Grupo y en aplicación de la normativa contable en vigor, las cifras comparativas de la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo, ambos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2011 difieren de las contenidas en los estados financieros intermedios resumidos consolidados del Grupo a dicha fecha.

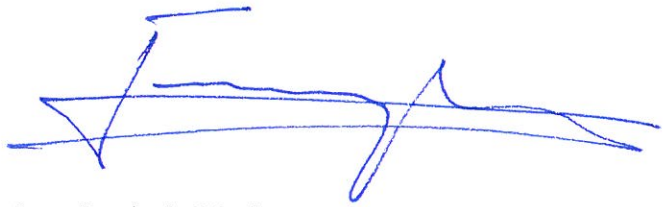
Deloitte, S.L. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, tomo 13.650, sección 8ª, folio 188, hoja M-54414, inscripción 96ª. C.I.F.: B-79104469.
Domicilio social: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, 28020, Madrid.

5. Asimismo, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 2 adjunta, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros consolidados completos preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011.

6. El informe de gestión consolidado intermedio adjunto del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este período y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de los que no forma parte, así como sobre la información requerida conforme a lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1362/2007. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con los estados financieros intermedios del citado período de seis meses terminado el 30 de junio de 2012. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de las sociedades consolidadas.

7. Este informe ha sido preparado a petición de los Administradores de la Sociedad dominante en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 35 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores desarrollado por el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre.

DELOITTE, S.L.



Jorge Izquierdo Mazón

25 de julio de 2012

REPSOL S.A. y
Sociedades participadas que componen el Grupo
REPSOL

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS E INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO CORRESPONDIENTES AL PERÍODO DE SEIS MESES TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2012

Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol
Balances de Situación Consolidados al 30 de junio de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	**30/06/2012**	**31/12/2011**
Inmovilizado Intangible:		5.798	7.783
a) Fondo de Comercio		2.684	4.645
b) Otro inmovilizado intangible	4	3.114	3.138
Inmovilizado material	4	28.070	36.759
Inversiones inmobiliarias		25	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación		738	699
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	3	5.653	-
Activos financieros no corrientes	6	1.269	2.450
Activos por impuesto diferido		3.109	2.569
Otros activos no corrientes	6	251	344
ACTIVO NO CORRIENTE		**44.913**	**50.628**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	4	464	258
Existencias		5.639	7.278
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar:		7.815	9.222
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		5.933	6.555
b) Otros deudores		1.522	2.147
c) Activos por impuesto corriente		360	520
Otros activos corrientes		120	220
Otros activos financieros corrientes	6	473	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6	3.953	2.677
ACTIVO CORRIENTE		**18.464**	**20.329**
TOTAL ACTIVO		**63.377**	**70.957**

Las notas explicativas 1 a 14 forman parte integrante del balance de situación consolidado a 30 de junio de 2012.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol
Balances de Situación Consolidados al 30 de junio de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	**30/06/2012**	**31/12/2011**
PATRIMONIO NETO			
Capital	4	1.256	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias	4	(1.338)	(2.572)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas	4	18.529	17.186
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.036	2.193
Dividendo a cuenta		-	(635)
FONDOS PROPIOS		**26.158**	**24.068**
Activos financieros disponibles para la venta		(41)	(4)
Otros instrumentos financieros		280	-
Operaciones de cobertura		(205)	(181)
Diferencias de conversión		540	(345)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR		**574**	**(530)**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE		**26.732**	**23.538**
INTERESES MINORITARIOS		**762**	**3.505**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**27.494**	**27.043**
Subvenciones		72	118
Provisiones no corrientes		2.193	3.826
Pasivos financieros no corrientes:	6	15.357	15.345
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.115	15.137
b) Otros pasivos financieros		242	208
Pasivos por impuesto diferido		2.895	3.839
Otros pasivos no corrientes		3.698	3.682
PASIVO NO CORRIENTE		**24.215**	**26.810**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	4	107	32
Provisiones corrientes		183	452
Pasivos financieros corrientes:	6	3.020	4.985
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		2.967	4.902
b) Otros pasivos financieros		53	83
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.358	11.635
a) Proveedores		3.904	4.757
b) Otros acreedores		4.131	6.522
c) Pasivos por impuesto corriente		323	356
PASIVO CORRIENTE		**11.668**	**17.104**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**63.377**	**70.957**

Las notas explicativas 1 a 14 forman parte integrante del balance de situación consolidado a 30 de junio de 2012.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol

Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas correspondientes a los periodos intermedios terminados al 30 de junio de 2012 y 2011

		Millones de euros	
	Nota	**30/06/2012**	**30/06/2011 (1)**
Ventas	5	27.836	24.803
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos	5	869	547
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(42)	356
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		14	95
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		2	6
Otros ingresos de explotación		399	523
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	5	**29.078**	**26.330**
Aprovisionamientos		(21.878)	(19.395)
Gastos de personal		(971)	(909)
Otros gastos de explotación		(2.943)	(2.843)
Amortización del inmovilizado		(1.287)	(1.044)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(33)	(30)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN		**(27.112)**	**(24.221)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	5	**1.966**	**2.109**
Ingresos financieros		68	82
Gastos financieros		(510)	(432)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		139	(313)
Diferencias de cambio		(130)	289
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		-	-
RESULTADO FINANCIERO		**(433)**	**(374)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos		66	33
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**1.599**	**1.768**
Impuesto sobre Beneficios		(674)	(645)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		**925**	**1.123**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas		(22)	(66)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		**903**	**1.057**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	**3**	**242**	**371**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	**3**	(109)	(84)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**3**	**133**	**287**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**1.036**	**1.344**

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**Euros**	**Euros (2)**
Básico	4	0,87	1,07
Diluido	4	0,87	1,07

(1) Incluyen las modificaciones necesarias respecto a los estados financieros resumidos intermedios consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 2, en el apartado *Comparación de la información*.

(2) Incluye las modificaciones necesarias respecto a los estados financieros resumidos intermedios consolidados correspondientes al primer semestre de 2011 en relación con la ampliación de capital liberada a través de la cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 4.

Las notas explicativas 1 a 14 adjuntas forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol
Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidados correspondientes a los periodos intermedios terminados al 30 de junio de 2012 y 2011

	Millones de euros	
	30/06/2012	**30/06/2011**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO [1] **(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)**	**1.167**	**1.494**
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(45)	1
Por otros instrumentos financieros	280	-
Por coberturas de flujos de efectivo	(39)	(22)
Diferencias de conversión	198	(1.520)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	-	(1)
Entidades valoradas por el método de la participación	1	17
Efectivo impositivo	13	12
TOTAL	**408**	**(1.513)**
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(2)	-
Por coberturas de flujos de efectivo	15	44
Diferencias de conversión	605	3
Efectivo impositivo	-	(13)
TOTAL	**618**	**34**
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	**2.193**	**15**
a) Atribuidos a la entidad dominante	2.140	17
b) Atribuidos a intereses minoritarios	53	(2)

(1) Corresponde a la suma de los siguiente epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: *Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas* y *Resultado del ejercicio procedente de operaciones de interrumpidas neto de impuestos.*

Las notas explicativas 1 a 14 adjuntas forman parte integrante del Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondientes a los periodos intermedios terminados al 30 de junio de 2012 y 2011
En millones de euros

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2010	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(1)	-	1.344	(1.326)	17	(2)	15
Operaciones con socios o propietarios								
Distribución de dividendos	-	(641)	-	-	-	(641)	(177)	(818)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	488	-	-	305	793	1.476	2.269
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	4.729	-	(4.693)	(36)	-	-	-
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	(2)	1	(1)
Saldo final al 30/06/2011	**1.221**	**23.916**	**-**	**1.344**	**(2.174)**	**24.307**	**3.144**	**27.451**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(9)	-	849	1.624	2.464	518	2.982
Operaciones con socios o propietarios						-		
Distribución de dividendos	-	(635)	-	-	-	(635)	(227)	(862)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(12)	(2.572)	-	-	(2.584)	-	(2.584)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	(10)	-	-	7	(3)	61	58
Otras variaciones de patrimonio neto						-		
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	(22)	-	-	12	(10)	10	-
Otras variaciones	-	(2)	-	-	1	(1)	(1)	(2)
Saldo final al 31/12/2011	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	-	-	1.036	1.104	2.140	53	2.193
Operaciones con socios o propietarios						-		-
Ampliación/(Reducción) de capital	35	(35)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(242)	-	-	-	(242)	(50)	(292)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	65	1.234	-	-	1.299	-	1.299
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	2.193	-	(2.193)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(3)	-	-	-	(3)	(2.746)	(2.749)
Saldo final al 30/06/2012	**1.256**	**25.204**	**(1.338)**	**1.036**	**574**	**26.732**	**762**	**27.494**

Las notas explicativas 1 a 14 adjuntas forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los periodos intermedios terminados al 30 de junio de 2012 y 2011

	Millones de euros	
	30/06/2012	30/06/2011 (1)
Resultado antes de impuestos	**1.599**	**1.768**
Ajustes de resultado	**1.732**	**1.321**
Amortización del inmovilizado	1.287	1.044
Otros ajustes del resultado (netos)	445	277
Cambios en el capital corriente	**(139)**	**(1.060)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	**(747)**	**(557)**
Cobros de dividendos	37	17
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios	(637)	(488)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación	(147)	(86)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación (2)	**2.445**	**1.472**
Pagos por inversiones:	**(1.863)**	**(1.917)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(57)	(90)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.674)	(1.537)
Otros activos financieros	(132)	(290)
Cobros por desinversiones:	**395**	**589**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	43	72
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	19	221
Otros activos financieros	333	296
Otros flujos de efectivo	**2**	**(6)**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión (2)	**(1.466)**	**(1.334)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**1.313**	**-**
Adquisición	(56)	-
Enajenación	1.369	-
Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control	-	**-**
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**108**	**(1.264)**
Emisión	5.443	2.738
Devolución y amortización	(5.335)	(4.002)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**(685)**	**(671)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	**(110)**	**(702)**
Pagos de intereses	(413)	(419)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación	303	(283)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación (2)	**626**	**(2.637)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	15	(110)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes	**1.620**	**(2.609)**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	874	564
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpuidas	(872)	(738)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas (3)	(339)	2.099
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio operaciones interrumpidas	(7)	(28)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas	**(344)**	**1.897**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	2.677	6.448
Efectivo y equivalentes al final del periodo	3.953	5.736
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	**30/06/2012**	**30/06/2011**
(+) Caja y bancos	1.271	3.986
(+) Otros activos financieros	2.682	1.750
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	**3.953**	**5.736**

(1) Incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los estados financieros resumidos intermedios consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. de acuerdo a lo descrito en la nota 2, en el apartado *Comparación de la información*.

(2) Corresponde a los flujos de efectivo de operaciones continuadas.

(3) En 2011 incluye los flujos de efectivo generados como consecuencia de la venta de acciones de YPF por importe de 1.831 millones de euros.

Las notas explicativas 1 a 14 adjuntas forman parte integrante del Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012.

REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL

Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2012.

INDICE

(1) INFORMACIÓN GENERAL 9

(2) BASES DE PRESENTACIÓN 10

(3) CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO 14

(4) DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DEL PERÍODO 23

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS 29

(6) DESGLOSE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR NATURALEZA Y CATEGORIA 32

(7) DIVIDENDOS PAGADOS 38

(8) SITUACIÓN FISCAL 38

(9) OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS 39

(10) PASIVOS CONTINGENTES 43

(11) PLANTILLA MEDIA 50

(12) REMUNERACIONES 50

(13) OTRA INFORMACIÓN 52

(14) HECHOS POSTERIORES 53

ANEXO I: CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO 54

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol, S.A. (anteriormente Repsol YPF, S.A) y las sociedades que componen el Grupo Repsol (en adelante "Repsol", "Grupo Repsol" o "Grupo") configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en más de 40 países y su sede social está en España. Desde 1999 hasta el primer trimestre de 2012 las actividades del grupo también se realizaban en Argentina a través de la participación del grupo en YPF y en Repsol YPF Gas. Una parte significativa de la participación del Grupo en estas sociedades están sujetas a un proceso de expropiación por el Gobierno de Argentina (ver epígrafe a) *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.* de la Nota 3 *Cambios en la composición del Grupo*).

Repsol, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. nº A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados es Repsol, S.A. La Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012 acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A., cambio que ha quedado inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 12 de junio de 2012.

La Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012 también acordó el cambio de domicilio social a la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, cambio que ha quedado inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 4 de julio de 2012. La Oficina de Atención al Accionista se encuentra provisionalmente situada, hasta su traslado al nuevo domicilio social, en el Paseo de la Castellana número 278. Su número de teléfono es 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010 de 2 de julio, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

A 30 de junio de 2012, el capital social de Repsol estaba compuesto por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de nominal cada una. En el mes de julio de 2012 el capital social se ha incrementado como consecuencia de la ampliación de capital liberada aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 31 de mayo de 2012, bajo el décimo punto del orden del día, a través de la cual se instrumenta el programa de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" que se describe en la Nota 4 apartado *d) Patrimonio neto – 1.Capital social y Reservas*. De acuerdo con la normativa contable aplicable, dicha ampliación de capital se encuentra registrada en los

estados financieros a 30 de junio de 2012.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al período de seis meses terminado al 30 de junio de 2012 han sido formulados por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión del 25 de julio de 2012.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

Los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos están presentados en millones de euros (excepto en aquella información para la que se especifique otra unidad), y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan i) de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea al 30 de junio de 2012 y de forma específica de acuerdo con los requisitos establecidos en la NIC 34 Información financiera intermedia que establece los principios contables de las cuentas anuales resumidas, ii) conforme a lo previsto en el Art. 12 del RD 1362/2007, iii) así como con los desgloses de información requeridos en la Circular 1/2008, de 30 de enero, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

En este sentido, los estados financieros intermedios resumidos consolidados presentan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera al 30 de junio de 2012, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el periodo de seis meses terminado en dicha fecha.

De acuerdo con lo establecido por la NIC 34, la información financiera intermedia se prepara únicamente con la intención de actualizar el contenido de las últimas cuentas anuales consolidadas formuladas por el Grupo, poniendo énfasis en las nuevas actividades, sucesos y circunstancias ocurridos durante el semestre y no duplicando la información publicada previamente en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011. Por lo anterior, para una adecuada comprensión de la información que se incluye en los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados, los mismos deben leerse conjuntamente con las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2011, que fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol S.A. celebrada el 31 de mayo de 2012.

Marco Regulatorio

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

Con fecha 19 de junio de 2012 el Tribunal Supremo ha resuelto mediante sentencia el recurso contencioso administrativo interpuesto por la Asociación de Operadores de Gases Licuados del Petróleo (AOGLP) contra la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre. La Sentencia estima en parte el recurso interpuesto y declara la nulidad de la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, que modificó la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, sobre actualización de precios del GLP envasado.

La declaración de nulidad de la Orden ITC/2608/2009 determina su expulsión del ordenamiento jurídico desde la notificación de la Sentencia, que es firme. Dicha nulidad obligará a la Administración a la modificación de la actual fórmula empleada para la determinación del precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo regulados, viniendo obligada a ello en el plazo de 60 días (a partir del 5 de julio de 2012) en que se notificó a la Administración la firmeza de la citada Sentencia.

Gas natural

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009 que requieren una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiendo por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Regulación del sector eléctrico en España

El ya citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se trasponen las directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Estos ajustes incluidos en la citada norma suponen una reducción del déficit del sector eléctrico.

Normativa contable: nuevas normas e interpretaciones emitidas o modificadas

A) Con respecto al marco normativo contable de aplicación a 31 de diciembre de 2011 la única modificación emitida por el IASB y adoptada por la Unión Europea que es de aplicación para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2012, es la relativa a las modificaciones de la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros;*

Teniendo en cuenta las operaciones del Grupo a la fecha de emisión de los presentes estados financieros resumidos consolidados intermedios, no se espera que estas modificaciones a la NIIF 7 tengan impacto significativo en los desgloses de información incluidos en las cuentas anuales del Grupo.

B) A continuación se detallan los documentos normativos emitidos por el IASB y que han sido adoptados por la Unión Europea a 30 de junio de 2012 cuya fecha de primera aplicación obligatoria es en ejercicios posteriores a 2012:

<u>Aplicación obligatoria en 2013</u>

- Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*
- Modificaciones a la NIC 19 *Beneficios a empleados*

Se estima que la aplicación de las modificaciones anteriormente mencionadas no supondrá impactos significativos en los Estados Financieros Consolidados del Grupo, si bien, podría llevar aparejada ciertos desgloses de información adicionales.

C) A continuación se detallan los documentos normativos que han sido emitidos por el IASB, que son de aplicación a partir del 1 de enero de 2012, pero que a 30 de junio de 2012, aún no han sido adoptados por la Unión Europea:

- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas*

fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*

No se esperan impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo por la entrada en vigor, en su caso, de las modificaciones anteriormente mencionadas.

D) A continuación se detallan las normas, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB a 30 de junio de 2012, con fecha de primera aplicación obligatoria en ejercicios posteriores a 2012 y que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea:

Aplicación obligatoria en 2013

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados* (*)
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* (*)
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas* (*)
- Modificaciones a la NIIF 10, 11 y 12 *Guía de transición*
- NIIF 13 *Valoraciones a valor razonable*
- NIC 27 revisada *Estados Financieros Separados* (*)
- NIC 28 revisada *Inversiones en asociadas y joint ventures* (*)
- Mejoras a las NIIF 2009-2011
- Modificaciones a la NIIF 1 *Préstamos gubernamentales*
- Modificaciones a la NIIF 7 *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*
- IFRIC 20 *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*

Aplicación obligatoria en 2014

- Modificaciones a la NIC 32 *Presentación de activos y pasivos financieros por el neto*

Aplicación obligatoria en 2015

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*. (**)

(*) Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013; sin embargo, el Accounting Regulatory Committee (ARC), en su reunión de fecha 1 de junio de 2012, ha votado a favor de la adopción por parte de la Unión Europea de las mismas con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y posibilidad de aplicación anticipada. A la fecha de emisión de estos estados financieros intermedios resumidos consolidados, está pendiente la adopción de dichas normas por parte de la Unión Europea y, consecuentemente, los términos definitivos de la misma.

(**) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: *"Instrumentos financieros - reconocimiento y medición".* Aunque inicialmente era de aplicación a partir del 1 de enero de 2013, como consecuencia de una modificación posterior emitida por el IASB, la NIIF 9 aplicará obligatoriamente a partir del 1 de enero de 2015.

En lo referente a la NIIF 11 "*Acuerdos Conjuntos*" el Grupo está llevando a cabo un proceso de análisis de todos los acuerdos conjuntos para su adecuada clasificación, bien como operación conjunta o bien como *joint venture*, bajo los principios de la NIIF 11. El registro de las operaciones de acuerdo con la nueva norma no afectará a la cifra de patrimonio neto, ni de resultado neto del Grupo consolidado. Como consecuencia de la aplicación de dicha norma, y teniendo en cuenta que el Grupo

aplica el método de integración proporcional bajo los criterios de la NIC 31 vigente, los importes actualmente registrados por el método de integración proporcional de aquellas participaciones en negocios conjuntos que bajo criterios de NIIF 11 fuesen clasificados como *joint ventures* serán reclasificados a los epígrafes correspondientes a entidades registradas por el método de participación tanto del balance de situación como de la cuenta de resultados.

En lo referente al resto de normas o modificaciones detalladas en el presente apartado D), el Grupo está evaluando el impacto que las mismas pudiesen tener en sus Estados Financieros Consolidados.

Políticas contables

En la elaboración de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados, Repsol ha seguido las mismas políticas contables que en el ejercicio 2011, que se indican en la Nota 3 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al mencionado ejercicio.

Los criterios contables aplicados al registro de los efectos del proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A. se incluyen en los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados, en el capítulo correspondiente de la Nota 3 *Cambios en la composición del Grupo*.

Comparación de la información

Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo correspondientes al semestre terminado el 30 de junio de 2011, han sido re-expresados, a efectos comparativos con la información relativa al primer semestre de 2012, con respecto a la información publicada en los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del 2011, de acuerdo a lo descrito en el apartado *Información Comparativa* del capítulo a) *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.* de la Nota 3 *Cambios en la composición del Grupo* y en la Nota 5 *Información por segmentos*.

El beneficio por acción correspondiente al 30 de junio de 2011 se ha modificado, con respecto al incluido en los estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2011, de acuerdo con la normativa contable, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras la ampliación de capital llevada a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible" descrito en apartado *d) 1. Capital social y Reservas* de la Nota 4 y que ha sido registrada con efectos 30 de junio 2012.

Cambios en estimaciones

En los estados financieros intermedios resumidos consolidados se han utilizado las estimaciones realizadas por la Dirección para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos que figuran registrados en ellos. Estas estimaciones se realizan en función de la mejor información disponible y se refieren fundamentalmente a:

1) El gasto por impuesto sobre sociedades que, de acuerdo con NIC 34, se reconoce en períodos intermedios sobre la base de la mejor estimación del tipo impositivo medio ponderado que el Grupo espera para el período anual;
2) La evaluación de posibles pérdidas por deterioro del valor de determinados activos (ver Nota 4, apartado e);

3) El valor de mercado de determinados instrumentos financieros, entre los que cabe destacar en el primer semestre del ejercicio 2012 los instrumentos financieros surgidos como consecuencia del proceso de expropiación de YPF y Repsol YPF Gas (ver Nota 3).
4) Las provisiones por litigios y otras contingencias; y
5) Las reservas de crudo y gas.

A pesar de que las estimaciones anteriormente descritas se realizan en función de la mejor información disponible a la fecha en la que los hechos son analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) al cierre del ejercicio 2012 o en ejercicios posteriores.

Durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 no se han producido cambios significativos en la metodología de cálculo de las estimaciones realizadas al cierre del ejercicio 2011.

Importancia relativa

Al determinar la información a desglosar en los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados sobre las diferentes partidas de los estados financieros u otros asuntos, el Grupo Repsol, de acuerdo con NIC 34, ha tenido en cuenta la importancia relativa en relación con los estados financieros intermedios resumidos consolidados del semestre.

Estacionalidad

Entre las actividades del Grupo, los negocios de gases licuados del petróleo ("GLP") y el gas natural son los que implican un mayor grado de estacionalidad debido a su vinculación con las condiciones climatológicas, con un mayor grado de actividad en el invierno y un descenso de la misma en el verano del hemisferio norte.

(3) CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2011, se detallan las principales sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación a dicha fecha.

En el Anexo I de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados se detallan los cambios en la composición del grupo que han tenido lugar durante el primer semestre de 2012.

A continuación se detallan las principales variaciones en el perímetro de consolidación que han tenido lugar en el período intermedio finalizado al 30 de junio de 2012 y sus efectos en los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

a) Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.

Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF y Repsol YPF Gas

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina en el que se declaraba de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su explotación, industrialización, transporte y comercialización. El artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF, S.A. representado por igual porcentaje de acciones "Clase D" de YPF pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas en forma directa o indirecta. La participación del Grupo Repsol en YPF, S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el "Decreto de Intervención"), efectivo desde el mismo día de su aprobación, que dispuso la intervención temporal de YPF, S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF, S.A. con todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante "hecho relevante" de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias adoptadas por el Gobierno argentino.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a Repsol YPF Gas, S.A. sociedad de nacionalidad argentina dedicada al fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

El 23 de abril de 2012, el interventor de YPF, S.A. acuerda suspender hasta nuevo aviso la asamblea de accionistas convocada para el día 25 de abril, llamada a considerar los estados financieros de YPF, S.A. a 31 de diciembre de 2011 y la propuesta de capitalización de resultados acumulados a través de un aumento de capital liberado por un importe de hasta 5.789.200.000 pesos argentinos, formulada por el Directorio en su reunión de 21 de marzo.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo de 2012 se publica en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 26.741 (la "Ley de Expropiación de YPF"), con entrada en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declara de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos así como su exploración, exportación, industrialización, transporte y comercialización.

- A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos anteriores, se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF, S.A. representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de Repsol YPF Gas que equivale al 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.

- Se determina la futura distribución de las acciones sujetas a expropiación: el 51% pertenecerá al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá, de acuerdo a las condiciones de cesión a establecer en desarrollo reglamentario, entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. No obstante, el Poder Ejecutivo Argentino, por sí mismo o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a

expropiación hasta que se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a ellas al Estado Nacional y a las provincias.

- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional a través de las personas u organismos que designe ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, y ello en los términos establecidos para la "ocupación temporánea" en la legislación argentina reguladora de la institución de la expropiación.

- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones), actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional. El precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

También el 7 de mayo de 2012, el presidente de la Comisión Nacional de Valores argentina procedió a convocar una asamblea de accionistas de YPF, S.A. para el 4 de junio de 2012.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designa a D. Miguel Matías Galuccio como Director General de YPF, S.A. durante la intervención.

La asamblea de accionistas, celebrada el 4 de junio de 2012, nombró al Sr. Galuccio Presidente del Directorio y le ratificó como Director General de YPF, S.A. Asimismo, en dicha asamblea de accionistas se procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus remplazantes. De los 17 nuevos miembros titulares del Directorio, la asamblea de accionistas nombró un Director independiente a propuesta de Repsol.

El 15 de junio de 2012, el Directorio acordó levantar la suspensión de la convocatoria de la Asamblea General Ordinaria de 25 de abril de 2012, dispuesta en su día por el interventor, y convocar dicha Asamblea para el 17 de julio. Entre otros acuerdos, la Asamblea adoptó los siguientes:

a. Aprobar los estados financieros y el informe de la Comisión Fiscalizadora correspondientes al ejercicio 2011;

b. No aprobar la gestión de los miembros del Directorio ni de la Comisión Fiscalizadora correspondiente al ejercicio 2011, con excepción de los que habían sido designados por las acciones Clase A, correspondientes al Estado Nacional;

c. Destinar (i) la cantidad de 5.751 millones de pesos a constituir una reserva para inversiones; (ii) y la suma de 303 millones de pesos a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad de su distribución en un plazo que no podrá exceder el cierre del ejercicio 2012.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, únicamente se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF, S.A. y de Repsol YPF Gas, S.A., Repsol); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Asimismo, Repsol considera que la expropiación viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, por lo que Repsol se reserva expresa y plenamente todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto y según se detalla en el apartado *Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF* de la Nota 10, Repsol ya ha iniciado acciones legales (i) por vulneración del "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina"; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones Clase D de YPF titularidad de Repsol (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición sobre las acciones de YPF, S.A. antes de tomar el control de la sociedad.

Tratamiento contable

Debido a los hechos señalados anteriormente, se ha producido la pérdida del control de YPF y Repsol YPF Gas por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que ha implicado dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

Desde la fecha de la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF y de Repsol YPF Gas se consideran actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se han clasificado en los epígrafes específicos para las mismas. A 30 de junio de 2012 el importe aportado por YPF y Repsol YPF Gas en el epígrafe *Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas neto de impuestos* por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, asciende a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF y Repsol YPF Gas que formaban parte del balance consolidado y que han sido dados de baja:

	Millones de euros [1]		
ACTIVO	**YPF**	**Repsol YPF Gas**	**Total**
Inmovilizado Intangible:	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	-	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	-	5.886
b) Otros costes de exploración	120	-	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	-	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	-	97
ACTIVO NO CORRIENTE	**11.244**	**40**	**11.284**
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	-	73
Otros activos financieros corrientes	12	-	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
ACTIVO CORRIENTE	**2.704**	**54**	**2.758**
TOTAL ACTIVO	**13.948**	**94**	**14.042**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (2)	**(589)**	**(16)**	**(605)**
INTERESES MINORITARIOS	**2.735**	**7**	**2.742**
Subvenciones	46	-	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	-	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	-	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	-	30
PASIVO NO CORRIENTE	**3.503**	**5**	**3.508**
Provisiones corrientes	172	-	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	-	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
PASIVO CORRIENTE	**3.579**	**39**	**3.618**
TOTAL PASIVO E INTERESES MINORITARIOS	**9.228**	**35**	**9.263**
VALOR NETO	**4.720**	**59**	**4.779**

(1) Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

(2) Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF y en Repsol YPF Gas.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF y Repsol YPF Gas generadas hasta el momento de la pérdida de control han sido traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados adjunta.

Por otra parte, se han identificado otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el procedimiento de expropiación. Es el caso de los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se han registrado en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas, dado que los mismos están íntimamente relacionados con el procedimiento de expropiación de las acciones del Grupo en YPF.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos, uno para la adquisición del 14,9% de participación en YPF, S.A. en febrero de 2008 y otro para la compra del 10% adicional en mayo de 2011, cuyo importe total al 31 de marzo de 2012 ascendía a 1.518 millones de euros. Estos préstamos cuentan con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF, en la forma de American Depositary Shares, titularidad del Grupo Petersen.

Repsol, el 30 de mayo de 2012, en ejercicio de las facultades contractuales que le corresponden, notificó a las sociedades correspondientes del grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. De conformidad con los términos de la garantía, en su condición de acreedor pignoraticio, Repsol podrá ejercer los derechos políticos correspondientes a las acciones de YPF pignoradas, que ascendían a un 5,38% del capital social de YPF, S.A.

A 30 de junio de 2012 el Grupo ha reconocido una pérdida de valor de dichos préstamos neta del valor de mercado de las acciones pignoradas, por importe bruto de 1.402 millones de euros.

Por otro lado, el Banco Santander otorgó un contrato de préstamo de hasta 198 millones de dólares a Petersen del que habrían dispuesto 109 millones de dólares, garantizado por Repsol. Como contragarantía de las obligaciones de Repsol bajo el contrato de garantía, Petersen constituyó un derecho real de prenda a favor de Repsol sobre 2.210.192 acciones Clase D de YPF, S.A. en la forma de American Depositary Shares. A 31 de marzo de 2012, el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares (72 millones de euros).

El 18 de mayo de 2012, el Banco de Santander notificó a Petersen el incumplimiento parcial del contrato de préstamo como consecuencia de la falta de pago por Petersen del plazo de amortización correspondiente al 15 de mayo de 2012, sin declarar el vencimiento anticipado del mismo. En aplicación del contrato de garantía, el Banco de Santander reclamó dicho pago a Repsol y, en su calidad de garante, Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares (3,6 millones de euros).

A 30 de junio de 2012 el Grupo ha registrado una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubre el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía y que representan el 0,56% del capital de YPF, S.A.

El Grupo no considera que los hechos acaecidos provoquen para Repsol otras consecuencias derivadas de la ejecución de los contratos firmados con el grupo Petersen.

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF, S.A y de Repsol YPF Gas, S.A. derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones, se ha registrado, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se han registrado por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"* (5.343 millones de euros por las acciones de YPF, S.A. sujetas a expropiación y 30 millones por las acciones de Repsol YPF Gas, S.A.) y el resto de las acciones que no han sido objeto de expropiación, se han registrado como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF y 20 millones de euros por las de Repsol YPF Gas).

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como *Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*, como en el de las registradas en el epígrafe *Activos financieros disponibles para la venta*, se reconocerán directamente en el patrimonio, en el epígrafe *Ajustes por cambios de valor*, hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de resultados.

La valoración de las acciones, a efectos de su registro contable, se ha realizado de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"*, la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino hará efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol ha tomado en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabe esperar que sean aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivados del proceso expropiatorio. Como quiera que ese precio o compensación todavía no ha sido fijado y que resulta posible que deba hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirán circunstancias ajenas al control del Grupo, hay que tener presente que la estimación del valor recuperable conlleva incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se hará efectiva. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. y por tanto, tener efecto en los estados financieros del Grupo.

Repsol considera que tiene sólidos y claros fundamentos legales para ser indemnizado por el Estado Argentino por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación, por un monto equivalente al valor de mercado de la participación expropiada antes de la expropiación. Asimismo considera que existen vías legales para ejecutar y hacer efectiva la indemnización que pueda ser fijada en el curso del procedimiento expropiatorio o en el laudo arbitral del CIADI. El valor de mercado de la participación puede ser determinado a estos efectos por los métodos de valoración habitualmente aceptados en la comunidad

financiera (flujos de caja descontados, suma de partes, múltiplos de transacciones comparables, etc…), que dan resultados consistentes con los que se desprenden de la aplicación de lo previsto en los estatutos de YPF, S.A. que establecen una regla precisa y objetiva para determinar la contraprestación a satisfacer en caso de toma de control.

En efecto, los artículos 7 y 28 de los estatutos de YPF, S.A. establecen que, en caso de toma de control por parte del Estado Nacional Argentino, cuando la adquisición prevista fuera igual o superior al 15% del capital social de YPF, S.A. el adquirente deberá formular una oferta pública de adquisición (OPA) por el total de las acciones de YPF, S.A., cuyo precio de adquisición será pagado en efectivo y calculado de acuerdo con unos criterios predeterminados. De acuerdo con los mismos, una valoración por el 100% de YPF ascendería a 18.300 millones de dólares (14.535 millones de euros, calculados con el tipo de cambio de cierre de 30 de junio de 2012), y a 9.333 millones de dólares (7.413 millones de euros) por el 51% objeto de expropiación. No obstante, aun disponiendo de esa referencia valorativa, es preciso tener presentes los riesgos e incertidumbres inherentes a la valoración, inevitables como consecuencia de la necesidad de realizar estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, se ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF, S.A. registradas como *Activos financieros disponibles para la venta* (que forman parte del epígrafe *Activos financieros no corrientes* del balance de situación adjunto), han sido valoradas a su valor de mercado, que se corresponde con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de Repsol YPF Gas, S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se han valorado siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF, S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos han supuesto el registro de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos mencionados por el procedimiento de expropiación ha ascendido a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe *Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos.*

Desde el registro inicial hasta el 30 de junio de 2012 se ha producido un incremento de 280 millones de euros del *Activo no corriente mantenido para la venta sujeto a expropiación* por YPF y Repsol YPF Gas, derivado de la evolución del tipo de cambio fundamentalmente por la revalorización del dólar frente al euro a 30 de junio de 2012 y una depreciación de 31 millones de euros del *Activo financiero disponible para la venta* principalmente por la evolución de la cotización de YPF, S.A. Ambos efectos se han registrado en el epígrafe del patrimonio *Ajustes por cambios de valor* (en el primer caso en la línea *Otros instrumentos financieros* y en el segundo en la línea *Activos financieros disponibles para la venta*).

Resultado de operaciones interrumpidas

Este epígrafe en 2012 recoge los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de su grupo. Asimismo también incluye el impacto en la cuenta de resultados derivado de la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación.

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los resultados correspondientes a las operaciones interrumpidas:

	Millones de euros	
	30/06/2012	**30/06/2011**
Ingresos de explotación	2.817	5.155
Gastos de explotación	(2.378)	(4.542)
Resultado de explotación	**439**	**613**
Resultado financiero	1	22
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	3	3
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	**443**	**638**
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(163)	(267)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas (1)	**280**	**371**
Resultado después de impuestos de la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación (2)	**(38)**	**-**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	**242**	**371**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas (1)	(109)	(84)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**133**	**287**

(1) En estos epígrafes se recogen los resultados aportados por YPF y Repsol YPF Gas, así como los resultados financieros relacionados con el préstamo concedido al grupo Petersen, hasta el momento de la pérdida de control

(2) Incluye los efectos derivados de (i) dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes a las sociedades objeto de expropiación por importe de 4.779 millones de euros, que incluyen 605 millones de euros de diferencias de conversión (ii) provisionar los préstamos y garantías relacionados con la financiación al grupo Petersen por un importe de 1.456 millones de euros, según lo mencionado en los párrafos anteriores; (iii) registrar un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros; y (iv) dar de alta la participación del Grupo en el capital de YPF y Repsol YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación, como del resto de las acciones de su propiedad, de acuerdo con lo mencionado en los apartados anteriores, por importe de 5.673 millones de euros.

Información comparativa

La cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al semestre terminado el 30 de junio de 2011 ha sido re-expresada a efectos comparativos, con respecto a la información publicada en los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2011, para clasificar las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A y Repsol YPF Gas, S.A. en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 "*Activos no corrientes mantenidos*

para la venta y operaciones interrumpidas".

Asimismo, el estado de flujos de efectivo del semestre terminado el 30 de junio de 2011 que se incluye en los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados ha sido re-expresado a efectos comparativos con respecto a la información publicada en los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2011, de forma que los flujos correspondientes a las operaciones de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. se han reclasificado de acuerdo a la normativa contable vigente, a líneas específicas que reflejan los flujos de efectivo de las operaciones interrumpidas de las actividades de explotación, inversión y financiación.

b) Otros cambios en la composición del Grupo

En junio de 2012, Repsol ha adquirido el 30,95% de la empresa portuguesa Windplus, S.A. a través de una ampliación de capital. Esta empresa fue creada en el ejercicio 2009 en Portugal como vehículo de desarrollo de la tecnología WindFloat para generación eólica off-shore flotante. Esta operación supone una inversión que asciende a 4 millones de euros y no ha supuesto el registro de fondo de comercio.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional y el impacto de la operación sobre el resultado neto a 30 de junio de 2012 no ha sido significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo.

(4) DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DEL PERÍODO

En la Nota 3 de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados se describen en detalle los efectos relativos al procedimiento de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A. y en Repsol YPF Gas, S.A. A continuación se describen otras variaciones significativas registradas en el primer semestre de 2012 y las variaciones más significativas que se produjeron en el primer semestre de 2011 en los epígrafes del balance de situación consolidado.

Durante 2011, Libia se encontraba inmersa en una situación de conflicto bélico. Como consecuencia de ello, desde el 5 de marzo de 2011 la producción del Grupo en Libia estuvo suspendida, reanudándose de forma paulatina a finales del año 2011. En 2011 el 3,1%, excluyendo la parte correspondiente a YPF, de la producción total de hidrocarburos del grupo se generó en Libia. En el primer semestre de 2012 la producción total en Libia ha supuesto el 12,8% de la producción del Grupo, excluyendo la parte correspondiente a YPF, situándose en niveles similares de producción previos al conflicto.

a) Otro inmovilizado intangible

En el primer trimestre de 2012 se ha materializado la adquisición a la petrolera estadounidense SandRidge Energy de aproximadamente 1.500 km^2 de dominio minero del yacimiento Missisippian Lime, que confiere a Repsol una participación del 16% y del 25% en dos áreas de este yacimiento situado entre los estados de Oklahoma y Kansas en Estados Unidos. La inversión inicial ha ascendido a 250 millones de dólares (194 millones de euros). La inversión total prevista en un periodo de tres años asciende a 1.000 millones de dólares.

b) Inmovilizado material

Las principales inversiones del Grupo realizadas en el primer semestre del ejercicio 2012 corresponden a activos de exploración y producción en Estados Unidos (327 millones de euros), Brasil (120 millones de euros), Trinidad y Tobago (88 millones de euros), Venezuela (74 millones de euros), Perú (67 millones de euros) y Bolivia (65 millones de euros). Adicionalmente se han realizado inversiones en activos de refino en España (296 millones de euros). Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF y Repsol YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros.

También en el primer semestre de 2012 se han reclasificado 802 millones de euros desde el inmovilizado en curso, fundamentalmente a maquinaria e instalaciones, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor.

Las principales inversiones realizadas en el primer semestre del ejercicio 2011 correspondieron a activos de exploración y producción en Estados Unidos (107 millones de euros), Brasil (105 millones de euros), Venezuela (55 millones de euros), Trinidad y Tobago (37 millones de euros), Bolivia (68 millones de euros), Perú (51 millones de euros) y España (26 millones de euros). Adicionalmente se realizaron inversiones significativas en España en activos de refino (481 millones de euros) correspondientes a la ampliación de la Refinería de Cartagena y a la construcción de la unidad coker y otras instalaciones auxiliares de la Refinería de Petronor en Bilbao. Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas durante dicho periodo por YPF y Repsol YPF Gas y sus sociedades participadas ascendieron a 741 millones de euros que correspondieron principalmente a activos de exploración y producción en Argentina.

c) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta

Activos y pasivos clasificados en el periodo de 6 meses terminado el 30 de junio de 2012

Repsol ha alcanzado un acuerdo para la venta del negocio de gas licuado del petróleo (GLP) que tiene en Chile a través de su participación en la sociedad Repsol Butano Chile, S.A. Como consecuencia de lo anterior, a 30 de junio de 2012, se han reclasificado los activos y pasivos correspondientes como activos y pasivos mantenidos para la venta, por importe neto de 140 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

	Millones de euros 2012
Fondo comercio	92
Inmovilizado material y otros activos intangibles	90
Otros activos no corrientes	9
Activos corrientes	32
TOTAL ACTIVOS	**223**
Intereses minoritarios	4
Pasivos no corrientes	44
Pasivos corrientes	35
TOTAL PASIVO E INTERESES MINORITARIOS	**83**
VALOR NETO	**140**

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las

correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta en el periodo de 6 meses terminado el 30 de junio de 2011

El 7 de febrero de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 300.000 puntos de suministro de gas en la Comunidad de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas por 136 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de junio de 2011 generando una plusvalía antes de impuestos de 84 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Con fecha 2 de agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power acordaron finalizar la colaboración en energías renovables que mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER). Desde esta fecha la parte de los activos y pasivos que figuraban en el balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que serían cedidos a Enel Green Power fueron reconocidos como *Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones la transacción se realizó el 27 de mayo de 2011. Contablemente se ha considerado como una permuta entre los activos y pasivos que se dan de baja por su valor contable en el balance de situación consolidado y el negocio adquirido que se da de alta por su valor razonable determinado en base a valoraciones realizadas por terceros independientes, registrándose una minusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros en 2011 por esta combinación de negocios. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

d) Patrimonio neto

1. Capital social y reservas

El 31 de mayo de 2012 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible", que permite a éstos decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo o en acciones de la Sociedad.

El mismo 31 de mayo, tras la celebración de la Junta general, el Consejo de Administración de la Sociedad aprobó el inicio de la ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital. Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 21 de junio y el 5 de julio de 2012. Los titulares del 63,64% de los derechos (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos.

Por otro lado, durante el plazo establecido al efecto, los titulares del 36,36% de los derechos (443.893.565 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol adquirió los indicados derechos por un

importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Como consecuencia de lo anterior, en el balance de situación se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe *"Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas"* y la obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra.

El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que han sido emitidas en el aumento de capital fue de 35.315.264, lo que ha supuesto un incremento de, aproximadamente, un 2,89% sobre la cifra del capital previo al aumento.

La ampliación de capital ha quedado inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de julio y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 13 de julio de 2012. Se solicitará también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Tras la ampliación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.256.178.727 euros, totalmente suscrito y desembolsado, integrado por 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con efectos 30 de junio de 2012.

2. Acciones y participaciones en patrimonio propias

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros. Repsol acordó con las entidades financieras colocadoras que el 5% del capital restante de la sociedad a dicha fecha que el Grupo mantenía en autocartera tendría restringida su venta y disposición ("lock up") durante un período de 90 días, que a la fecha de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados ya ha concluido.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, el Grupo ha adquirido en el primer semestre de 2012 un total de 264.398 acciones, representativas de un 0,021% del capital social registrado a 30 de junio de 2012 (que asciende a 1.256.178.727 euros), cuyo coste ha ascendido a 4,4 millones de euros, que ha entregado a empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan.

Adicionalmente, durante el primer semestre de 2012, el Grupo ha comprado 3.566.237 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social registrado al 30 de junio de 2012, con un valor nominal de 1 euro por acción, por un importe de 52 millones de euros. A 30 de junio de 2012 estas acciones no habían sido enajenadas.

Al 30 de junio de 2012 las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaba el 5,1% del capital social registrado a dicha

fecha. Con ocasión de la ampliación de capital descrita en el apartado *1.Capital Social y reservas* anterior, el Grupo ha recibido en el mes de julio un total de 2.936.791 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representan un 0,23% del capital social de Repsol.

A 31 de diciembre de 2011 las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaba el 10%, de su capital social a dicha fecha. A 30 de junio de 2011 ni Repsol ni cualquiera de las compañías de su Grupo mantenían acciones propias.

3. Beneficio por acción

El beneficio por acción a 30 de junio de 2012 y 2011 es el que se detalla a continuación:

	2012	2011
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.036	1.344
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	133	287
Número medio ponderado de acciones en circulación a 30 de junio (acciones)	1.190.466.357	1.256.178.727

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE
(Euros)

	2012	2011
Básico		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,87	1,07
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,11	0,23
Diluido		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,87	1,07
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,11	0,23

En julio de 2012 se ha llevado a cabo una ampliación de capital como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible" descrito en apartado *1. Capital social y Reservas* de esta nota, que ha sido registrada con efectos contables desde el 30 de junio, por lo que en dicha fecha el capital social estaba constituido por 1.256.178.727 acciones.

El capital social emitido en circulación al 30 de junio de 2011 ascendía a 1.220.863.463 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros intermedios resumidos consolidados al 30 de junio de 2011, para incluir el efecto de dicha ampliación de capital, de acuerdo con la normativa contable aplicable.

e) Pérdida de valor de los activos

Repsol realiza, al menos anualmente o, siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, una valoración de su inmovilizado intangible, su inmovilizado material y de otros activos fijos, así como del fondo de comercio, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos.

Durante los periodos intermedios terminados el 30 de junio de 2012 y 2011, no se ha

producido ninguna dotación significativa por pérdida de valor de los activos.

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La estructura organizativa del Grupo está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos.

Con motivo del procedimiento de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. dichas participaciones han sido clasificadas en los epígrafes *Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación* por la parte correspondiente a las acciones objeto de expropiación y *Activos financieros disponibles para la venta* por la participación en ambas sociedades no sujeta a expropiación. Las actividades de ambas sociedades y otras relacionadas con el proceso de expropiación se han considerado operaciones interrumpidas (ver apartado *Resultado de operaciones interrumpidas* del epígrafe a) *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.* de la Nota 3 *Cambios en la composición del Grupo*).

Teniendo en cuenta lo anterior las operaciones de YPF han dejado de cumplir la definición de segmento. Por otro lado, la participación en Repsol YPF Gas y los préstamos concedidos al grupo Petersen, que hasta la fecha de intervención se presentaban dentro de los segmentos Downstream y Corporación, respectivamente, no se incluyen más en los mismos. En este sentido, la información por segmentos presentada a continuación en relación con el primer semestre del ejercicio 2011 ha sido re-expresada con respecto a la previamente publicada en los estados financieros intermedios semestrales del primer semestre de 2011 de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*, y en la NIIF 8 *Información por segmentos*, no considerando las actividades mencionadas dentro de los segmentos de operación.

A 30 de junio de 2012, los segmentos de operación del Grupo son:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural;
- GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado;
- Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP; y
- Gas Natural Fenosa, a través de la partipación en Gas Natural SDG, S.A., compañía estratégica para el grupo, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

A continuación se muestra la apertura por segmentos de las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol:

Ingresos de explotación de operaciones continuadas por segmentos

Millones de euros	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
SEGMENTOS	**30/06/2012**	**30/06/2011 (1)**	**30/06/2012**	**30/06/2011 (1)**	**30/06/2012**	**30/06/2011 (1)**
Upstream	1.837	1.486	709	395	2.546	1.881
GNL	1.308	1.273	178	103	1.486	1.376
Downstream	22.305	20.428	55	77	22.360	20.505
Gas Natural Fenosa	3.620	3.139	165	85	3.785	3.224
Corporación	8	4	153	184	161	188
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (2)	-	-	(1.260)	(844)	(1.260)	(844)
TOTAL	29.078	26.330	-	-	29.078	26.330

(1) La información relativa al primer semestre de 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros semestrales resumidos correspondientes al 30 de junio de 2011, teniendo en cuenta que YPF y Repsol YPF Gas a 30 de junio de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.
(2) Corresponden principalmente a la eliminación de operaciones comerciales entre segmentos.

Resultado por segmentos

	Millones de euros	
SEGMENTOS	**30/06/2012**	**30/06/2011 (1)**
Upstream	1.144	806
GNL	237	168
Downstream	277	744
Gas Natural Fenosa	475	512
Corporación	(167)	(121)
Total Resultado de los segmentos sobre los que se informa	**1.966**	**2.109**
Resultados no asignados (Resultados financieros)	(433)	(374)
Otros resultados (Resultados de las entidades registradas por el método de la participación)	66	33
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**1.599**	**1.768**
Impuesto sobre Beneficios	(674)	(645)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**925**	**1.123**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(22)	(66)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	**903**	**1.057**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	**242**	**371**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	(84)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**133**	**287**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.036**	**1.344**

(1) La información relativa al primer semestre de 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros semestrales resumidos correspondientes al 30 de junio de 2011, teniendo en cuenta que YPF, Repsol YPF Gas y los préstamos de Petersen a 30 de junio de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

A continuación se detalla el total de activos por segmentos:

	Millones de euros	
Segmentos	**30/06/2012**	**31/12/2011 (1)**
Upstream	12.078	11.025
GNL	4.380	4.425
Downstream	19.500	19.806
YPF	-	14.037
Gas Natural Fenosa	12.703	12.968
Corporación (2)	8.586	8.696
Total Activos por Segmentos (3)	**57.247**	**70.957**
Activos de operaciones interrumpidas (ver Nota 3)(1)(4)	**6.130**	-
Total Activos	**63.377**	**70.957**

(1) Al 31 de diciembre de 2011, YPF era considerada un segmento de negocio. Por otro lado, el segmento Downstream incorporaba 74 millones de activos correspondientes a Repsol YPF Gas y el segmento Corporación incluía 535 millones de euros correspondientes a activos financieros poseídos por YPF y Repsol YPF Gas. Tras la pérdida de control (ver Nota 3) los activos del grupo en ambas compañías se consideran activos de operaciones interrumpidas.
(2) Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, se incluyen activos financieros por importe de 4.785 millones de euros y 5.303 millones de euros, respectivamente.
(3) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.
(4) Incluye los activos relacionados con el proceso de expropiación de YPF y Repsol YPF Gas (ver Nota 3).

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
Área Geográfica	**30/06/2012**	**30/06/2011 (1)**
España	15.230	14.196
Resto de Unión Europea	4.254	3.452
Resto de países O.C.D.E.	2.713	2.533
Resto de países	6.508	5.169
TOTAL	**28.705**	**25.350**

(1) La información relativa al primer semestre de 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros semestrales resumidos correspondientes al 30 de junio de 2011, teniendo en cuenta que las operaciones de YPF y Repsol YPF, Gas a 30 de junio de 2012 se consideran operaciones interrumpidas. A 30 de junio de 2011 los importes que fueron aportados por las citadas sociedades, y que han sido excluidos en la tabla anterior eran 31 millones de euros en España, 45 millones de euros en Resto de Unión Europea, 72 millones de euros en Resto de países de la O.C.D.E y 4.738 millones de euros en Resto de países.

(6) DESGLOSE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR NATURALEZA Y CATEGORIA

a) Activos financieros

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	30/06/2012	**31/12/2011**
Activos financieros no corrientes	1.269	2.450
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	2	-
Otros activos financieros corrientes	473	674
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	69	68
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.953	2.677
	5.766	**5.869**

(1) Recogidos en el epígrafe *Otros activos no corrientes* del balance.
(2) Recogidos en el epígrafe *Otros deudores* del balance.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, clasificados por clases de activos es el siguiente:

Millones de euros	**30 de junio de 2012**						
Naturaleza/categoría	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	381	-	-	-	381
Derivados	2	-	-	-	-	-	2
Otros activos financieros	-	65	-	813	10	-	888
Largo plazo / No corriente	**2**	**65**	**381**	**813**	**10**	**-**	**1.271**
Derivados	101	-	-	-	-	-	101
Otros activos financieros	-	16	-	416	3.962	-	4.394
Corto plazo / Corrientes	**101**	**16**	**-**	**416**	**3.962**	**-**	**4.495**
TOTAL (1)	**103**	**81**	**381**	**1.229**	**3.972**	**-**	**5.766**

Millones de euros	31 de diciembre de 2011						
Naturaleza/categoría	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	128	-	-	-	128
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	65	-	2.212	45	-	2.322
Largo plazo/No corriente	**-**	**65**	**128**	**2.212**	**45**	**-**	**2.450**
Derivados	176	-	-	-	-	58	234
Otros activos financieros	-	84	-	463	2.638	-	3.185
Corto plazo/Corrientes	**176**	**84**	**-**	**463**	**2.638**	**58**	**3.419**
TOTAL [(1)]	**176**	**149**	**128**	**2.675**	**2.683**	**58**	**5.869**

(1) Estos importes no incluyen cuentas comerciales a cobrar que figuran registradas en el epígrafe "Otros activos no corrientes" y en los epígrafes "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" del balance, por importe de 249 millones de euros a largo plazo y 7.386 millones de euros a corto plazo. Al 31 de diciembre de 2011, dichas cuentas comerciales a cobrar ascendían a 344 millones de euros a largo plazo y 8.634 millones de euros a corto plazo, respectivamente. Tampoco incluye a 30 de junio de 2012 el epígrafe *Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación* por importe de 5.653 millones de euros.

En el epígrafe “Instrumentos de Patrimonio” se incluyen al 30 de junio 2012 dentro de la columna “Activos financieros disponibles para la venta” 269 millones de euros correspondientes al 6,43% de las acciones de YPF, S.A y el 33,997% de las acciones de Repsol YPF Gas, S.A. propiedad de Repsol que no son objeto de expropiación por el gobierno argentino (ver Nota 3).

A 31 de diciembre de 2011 el epígrafe “Préstamos y partidas a cobrar no corrientes” incluía 1.542 millones de euros correspondientes a los préstamos concedidos al grupo Petersen en febrero de 2008 y mayo de 2011 para la adquisición de su participación en YPF, S.A. En el primer semestre de 2012 se ha registrado una pérdida de valor de dichos préstamos por importe de 1.402 millones de euros. El importe neto registrado en relación con dichos préstamos al 30 de junio de 2012 asciende a 208 millones de euros y corresponde al valor de mercado de las acciones pignoradas de YPF, S.A. que el Grupo tiene en garantía de los mismos (ver Nota 3, apartado *Tratamiento Contable* del epígrafe *a) Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*).

La columna “Préstamos y partidas a cobrar corrientes” incluye 320 y 370 millones de euros a 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente, correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa. Durante el primer semestre de 2012 se han realizado once emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, habiendo cobrado Gas Natural Fenosa como resultado de estas emisiones 110 millones de euros. Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

En junio de 2012 la sociedad Repsol Sinopec Brasil, en la que el Grupo participa en un 60%, adquirió títulos de deuda soberana del Reino de España por importe de 23 millones de euros y vencimiento septiembre de 2012, que a 30 de junio figuran registrados en el epígrafe *“Efectivo y otros activos líquidos equivalentes”* y se clasifican como *“Otros activos financieros mantenidos a vencimiento”*en la tabla anterior.

b) Pasivos Financieros

En esta nota se desglosan los conceptos incluidos en el balance descritos a continuación correspondientes a pasivos de naturaleza financiera:

	Millones de euros	
	30/06/2012	**31/12/2011**
Pasivos financieros no corrientes (1)	15.357	15.345
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (2)	6	3
Pasivos financieros corrientes (1)	3.020	4.985
Derivados por operaciones comerciales corrientes (3)	27	42
	18.410	**20.375**

(1) Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF y Repsol YPF Gas (ver Nota 3, apartado *Tratamiento Contable* del epígrafe a) *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*) se han dado de baja los pasivos financieros no corrientes y corrientes de ambas compañías, que a 31 de diciembre ascendían a 838 millones de euros y 1.468 millones de euros, respectivamente.
(2) Registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" del balance.
(3) Registrados en el epígrafe "Otros acreedores" del balance.

El detalle de los pasivos financieros a 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Millones de euros	**30 de junio de 2012**			
Naturaleza/categoría	**Pasivos financieros mantenidos para negociar**	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Deudas con entidades de crédito	-	3.656	-	3.656
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	11.459	-	11.459
Derivados	13	-	235	248
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**13**	**15.115**	**235**	**15.363**
Deudas con entidades de crédito	-	2.152	-	2.152
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	815	-	815
Derivados	71	-	9	80
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**71**	**2.967**	**9**	**3.047**
TOTAL (2)	**84**	**18.082**	**244**	**18.410**

Millones de euros	31 de diciembre de 2011			
Naturaleza/categoría	**Pasivos financieros mantenidos para negociar**	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Deudas con entidades de crédito	-	4.806	-	4.806
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	10.331	-	10.331
Derivados	6	-	203	209
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**6**	**15.137**	**203**	**15.346**
Deudas con entidades de crédito	-	2.896	-	2.896
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	2.006	-	2.006
Derivados	115	-	12	127
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**115**	**4.902**	**12**	**5.029**
TOTAL (2)	**121**	**20.039**	**215**	**20.375**

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.211 y 3.179 millones de euros a 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente, de las cuales a 30 de junio de 2012, 32 millones de euros figuraban como Pasivos financieros corrientes.

(2) A 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el balance recoge 2.892 y 2.864 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 230 y 223 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

En junio de 2012 el Grupo ha cerrado dos operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 750 millones de euros, que han sido registrados en el epígrafe "*Deuda con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables* " del balance del Grupo. Sobre las obligaciones de pago de los citados instrumentos derivados, el Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre un total de 78.135.484 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 7,81% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes.

A continuación se detallan las emisiones, recompras y re-embolsos de valores representativos de deuda (presentadas en los epígrafes "Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes" de la tabla anterior) que han tenido lugar en los períodos intermedios finalizados al 30 de junio de 2012 y 2011:

Millones de euros	**Saldo al 31/12/2011**	**(+) Emisiones**	**(-) Recompras o reembolsos**	**(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros**	**(-) Desconsolidación de YPF y R. YPF Gas**	**Saldo al 30/06/2012**
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.836	3.916	(3.856)	52	-	11.948
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	-	-	
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	501	-	-	5	(180)	326
TOTAL	**12.337**	**3.916**	**(3.856)**	**57**	**(180)**	**12.274**

Millones de euros	Saldo al 31/12/2010	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 30/06/2011
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.453	2.493	(2.846)	41	11.141
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	988	128	(578)	(31)	507
TOTAL	**12.441**	**2.621**	**(3.424)**	**10**	**11.648**

Principales emisiones y cancelaciones en el primer semestre de 2012

El 19 de enero de 2012, el Grupo a través de Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 7 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integran en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo y se realizaron al amparo del programa "Euro 10,000,000,000 *Guaranteed Euro Medium Term Program* (EMTN)" registrado el 27 de octubre de 2011 por importe máximo de 10.000 millones de euros ante la *Comission de Surveillance du Secteur Financier* (CSSF) de Luxemburgo.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 30 de junio de 2012 es de 12.000 millones de euros, al amparo del cual, en enero de 2012, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 225 millones de euros (este último importe se presenta teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Asimismo durante el primer semestre de 2012, Gas Natural Fenosa ha seguido realizando emisiones bajo su programa de *Euro Comercial Paper* (ECP) y el programa de Pagarés, por un importe agregado total de 389 millones de euros (397 millones de euros a 30 de junio de 2011) (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

El Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V., mantiene desde 2010 un Programa Euro Commercial Paper (ECP) garantizado por Repsol S.A. por importe de 2.000 millones de euros. Durante el primer semestre de 2012, Repsol International Finance B.V., realizó emisiones de ECP por importe nominal de 1.843 millones de euros y 5 millones de dólares al amparo de este Programa. Durante el primer semestre de 2011 las emisiones de ECP ascendieron a 1.748 millones de euros y 25 millones de dólares al amparo de este Programa. El saldo vivo efectivo de las emisiones realizadas al amparo del mismo a 30 de junio de 2012 era de 235 millones de euros (765 millones de euros a 30 de junio de 2011).

Repsol, S.A. firmó el 7 de junio de 2011 un Programa de emisión de Pagarés de importe 500 millones de euros. Durante el primer semestre de 2012, Repsol realizó emisiones de Pagarés por importe nominal de 455 millones de euros al amparo de este Programa. El saldo vivo nominal de las emisiones realizadas al amparo del mismo a 30 de junio de 2012 era de 50 millones de euros.

Otras emisiones y cancelaciones relevantes en el primer semestre de 2011

El día 8 de febrero de 2011 se amortizaron las Participaciones Preferentes Serie A emitidas por Repsol International Capital Ltd. y garantizadas por Repsol S.A. por importe 725 millones de dólares.

En fechas 25 de enero y 10 de mayo de 2011 Gas Natural Fenosa realizó sendas emisiones de bonos en el euromercado por importe de 180 y 150 millones de euros, respectivamente, al amparo de su programa de *Euro Medium Term Notes* (EMTN) con vencimientos a 6 y 8 años (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural México, S.A. de C.V. registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por importe de 3.001 millones de pesos mexicanos (163 millones de euros). Al amparo de este programa, el 20 de mayo se cerró una emisión de deuda a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 1.200 millones de pesos (72 millones de euros), con la garantía de Gas Natural SDG, S.A. (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en los períodos intermedios finalizados al 30 de junio de 2012 y 2011, en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

EMISIONES GARANTIZADAS

Millones de euros

	Saldo al 31/12/2011	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 30/06/2012
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	31	-	(2)	1	30

	Saldo al 31/12/2010	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 30/06/2011
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	30	-	-	(2)	28

(7) DIVIDENDOS PAGADOS

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol, S.A. durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2012 y 2011:

	30/06/2012			30/06/2011		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (1)	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (2)
Acciones ordinarias	57,75%	0,5775	635	52,50%	0,525	641
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados				-	-	-
a) Dividendos con cargo a resultados	57,75%	0,5775	635	52,50%	0,525	641
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta de 2011, abonado a los accionistas el 10 de enero de 2012. Corresponde al pago a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

(2) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta de 2010, abonado a los accionistas el 13 de enero de 2011.

En sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2011 se ha implantado por primera vez en Repsol el programa de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 4 apartado *d) Patrimonio Neto – 1.Capital social y Reservas).*

(8) SITUACIÓN FISCAL

Para el cálculo del impuesto sobre beneficios devengado en este periodo se ha utilizado el tipo impositivo efectivo que resultaría aplicable a las ganancias totales esperadas para el período anual, de forma que el gasto por impuesto del período intermedio será el resultado de aplicar el tipo impositivo efectivo medio anual estimado al resultado antes de impuestos del período intermedio. No obstante, los efectos fiscales derivados de sucesos ocasionales o transacciones singulares llevadas a cabo en el periodo, se tienen en cuenta íntegramente en el mismo.

El tipo impositivo efectivo para el primer semestre de 2012 aplicable al resultado de las operaciones continuadas se ha estimado en un 44%, que resulta superior al estimado para el mismo período del año anterior (37,2%), debido principalmente al aumento de resultados en negocios que soportan una carga fiscal elevada, como son los del Upstream y, de manera destacada, el de Libia.

(9) OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol son:

   - Caixa Bank, S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación del 12,53% en capital social de Repsol;
   - Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación del 9,73% en el capital social de Repsol a través de su filial Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.;
   - Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 9,43% en capital social de Repsol, a través de PMI Holdings, B.V., Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos financieros que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

   Al estar las acciones de Repsol, S.A. representadas por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación actualizada de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos recogen la información de la que dispone Repsol, S.A. a 30 de junio de 2012, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad con ocasión de la celebración de Juntas Generales de Accionistas o a la CNMV en cumplimiento de sus obligaciones de transparencia.

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo por la parte no poseída. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. (ver Nota 3 a. *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los ingresos y gastos, así como otras transacciones, registradas en el primer semestre de 2012 por operaciones con partes vinculadas:

GASTOS E INGRESOS: En miles de euros	30 de junio de 2012			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos (1)	Personas, sociedades o entidades del perímetro (2)	Total
Gastos financieros	8.497	-	-	8.497
Contratos de gestión o colaboración	-	-	283	283
Transferencias de I+D y acuerdos sobre	-	-	51	51
Arrendamientos	971	-	12.190	13.161
Recepciones de servicios	1.317	-	195.569	196.886
Compra de bienes (terminados o en curso) (3)	1.852.000	-	2.909.374	4.761.374
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	275	275
Otros gastos	7.724	-	9.022	16.746
GASTOS	**1.870.509**	**-**	**3.126.764**	**4.997.273**
Ingresos financieros	13.875	2	8.979	22.856
Contratas de gestión o colaboración	-	-	1.148	1.148
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	949	949
Dividendos recibidos	-	-	-	-
Arrendamientos	392	-	-	392
Prestaciones de servicios	20.200	-	23.044	43.244
Venta de bienes (terminados o en curso)	129.677	-	682.640	812.317
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	1.424	1.424
Otros ingresos	2.567	-	34.845	37.412
INGRESOS	**166.711**	**2**	**753.029**	**919.742**

OTRAS TRANSACCIONES En miles de euros	30 de junio de 2012			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos (1)	Personas, sociedades o entidades del perímetro (2)	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	60.600	-	30	60.630
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista)	-	156	264.065	264.221
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	104.732	-	828	105.560
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (4)	801.818	-	6.192	808.010
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	-	-	-	-
Garantías y avales prestados	162.420	-	201.239	363.659
Garantías y avales recibidos	57.927	-	268	58.195
Compromisos adquiridos (5)	698.378	-	14.302.142	15.000.520
Compromisos / garantias cancelados	3.020	-	26.764	29.784
Dividendos y otros beneficios distribuidos (6)	315.117	319	-	315.436
Otras operaciones (7)	1.621.428	-	-	1.621.428

(1) Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 12 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponden al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos recibidos por tenencia de acciones del Grupo.

(2) En la tabla sobre Gastos e ingresos, se incluyen transacciones realizadas por compañías del Grupo con YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de sus respectivos grupos hasta el momento de la pérdida de control (ver Nota 3). Por el contrario, en la tabla Otras Transacciones no se incluyen saldos con dichas sociedades.

(3) Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con duración indeterminada con el Grupo Pemex, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día.

(4) Incluye líneas de crédito por el importe máximo concedido, que asciende a 563 millones de euros.

(5) Corresponde a los compromisos firmes de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos firmes de ventas.

(6) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos a los Accionistas significativos y a los Administradores y directivos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012. Por el contrario, no se incluye el importe cobrado en julio de 2012 por los Accionistas significativos en relación con los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada, acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas del 31 de mayo de 2012 en el marco del programa de retribución Repsol Dividendo flexible, en los casos en que han sido vendidos a Repsol al precio fijo garantizado de acuerdo con las condiciones de la referida ampliación (ver Nota 4 apartado d)) que han ascendido a 152 millones de euros. Dichos derechos figuraban registrados como cuentas a pagar al 30 de junio de 2012.

(7) Corresponde principalmente a:
   (a) Inversiones financieras temporales: 1.084 millones de euros.
   (b) Operaciones de cobertura de tipo de cambio: 141 millones de euros.
   (c) Operaciones de cobertura de tipo de interés: 184 millones de euros.

A continuación se detallan los ingresos y gastos, así como otras transacciones, registradas en el mismo período del ejercicio 2011 por operaciones con partes vinculadas:

	30 de junio de 2011			
GASTOS E INGRESOS: **En miles de euros**	Accionistas significativos	Administradores y directivos (1)	Personas, sociedades o entidades del perímetro (2)	Total
Gastos financieros	7.148	-	281	7.429
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1.258	1.258
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	47	47
Arrendamientos (2)	271	-	16.639	16.910
Recepciones de servicios (2)	1.298	-	181.326	182.624
Compra de bienes (terminados o en curso) (2) (3)	1.251.341	-	2.755.374	4.006.715
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	202	202
Otros gastos	7.398	-	7.389	14.787
GASTOS	**1.267.456**	**-**	**2.962.516**	**4.229.972**
Ingresos financieros (2)	21.783	3	9.328	31.114
Contratas de gestión o colaboración	-	-	2.135	2.135
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	522	522
Dividendos recibidos	-	-	-	-
Arrendamientos	2	-	-	2
Prestaciones de servicios (2)	17.124	-	12.691	29.815
Venta de bienes (terminados o en curso) (2)	62.190	-	576.704	638.894
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros ingresos (2)	17.134	-	39.908	57.042
INGRESOS	**118.233**	**3**	**641.288**	**759.524**

OTRAS TRANSACCIONES **En miles de euros**	30 de junio de 2011			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos (1)	Personas, sociedades o entidades del perímetro (2)	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	47.216	-	117	47.333
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (2)	621	203	277.191	278.015
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	76.609	-	106	76.715
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)(4)	662.772	-	5.774	668.546
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	-	-	-	-
Garantías y avales prestados (2)	114.744	-	605.688	720.432
Garantías y avales recibidos	60.549	-	150	60.699
Compromisos adquiridos (5)	558.193	-	19.415.211	19.973.404
Compromisos / garantias cancelados	14.393	-	666.562	680.955
Dividendos y otros beneficios distribuidos (6)	278.086	237	-	278.323
Otras operaciones (7)	2.632.113	-	-	2.632.113

(1) Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 12 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponden al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos recibidos por tenencia de acciones del Grupo.

(2) Los importes correspondientes a transacciones realizadas con YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de su grupo que estaban incluidas en las cifras que aparecen en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por arrendamientos por importe de 6.636 miles de euros, (ii) Gastos por la recepción de servicios por importe de 14.212 miles de euros, (iii) Compras de bienes por importe de 22.749 miles de euros, (iv) Ingresos financieros por importe de 1.054 miles de euros, (v) Ingresos por prestación de servicios por importe de 2.186 miles de euros, (vi) Ingresos por ventas de bienes por importe de 135.243 miles de euros, (vii) Otros ingresos por importe de 1.460 miles de euros, (viii) Acuerdos de financiación como prestamista por importe de 40.378 miles de euros, (ix) Acuerdos de financiación como prestatario por importe de 523 miles de euros y (x) Garantías y avales prestados por el Grupo Repsol que garantizaban a otras sociedades consolidadas por el método de la participación del grupo YPF por importe de 10.227 miles de euros. Adicionalmente se incluían en el epígrafe Compromisos adquiridos con personas, sociedades o entidades del Grupo 59.815 miles de euros de compromisos de venta netos de compromisos firmes de compra.

(3) Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con duración indeterminada con el Grupo Pemex, que en 2011 estaba fijado en 85.000 barriles al día.

(4) Incluye líneas de crédito por el importe máximo concedido, que asciende a 462 millones de euros.

(5) Corresponde a los compromisos firmes de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos firmes de ventas.

(6) Incluye los dividendos distribuidos a cuenta del ejercicio 2010 que fueron abonados en enero de 2011.

(7) Corresponde principalmente a:
   (a) Inversiones financieras temporales: 1.337 millones de euros.
   (b) Operaciones de cobertura de tipo de cambio: 312 millones de euros.
   (c) Operaciones de cobertura de tipo de interés: 705 millones de euros.

(10) PASIVOS CONTINGENTES

Litigios

La información relativa a este epígrafe actualiza determinados litigios o arbitrajes para los cuales ha habido acontecimientos relevantes posteriores a la formulación de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2011 y que se recogen en la Nota 34 "Pasivos contingentes y compromisos" de las mismas.

Tras los hechos ocurridos en Argentina y que se detallan en el apartado *Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF y Repsol YPF Gas* del epígrafe *a) Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.* en la Nota 3 del presente documento, la información recogida en las cuentas anuales consolidadas a la que se refiere el párrafo anterior ha de ser revisada en lo que se refiere a los procedimientos judiciales que se siguen en Argentina y en los Estados Unidos para recoger única y exclusivamente aquellos litigios en los que Repsol figura como parte demandada (que figuran en los apartados A) y B) a continuación), excluyendo los procedimientos en que YPF, S.A. o sociedades dependientes de YPF aparecen como demandadas.

A) Argentina

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada)

Un antiguo empleado de YPF antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF, S.A. y Repsol solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la "Medida Cautelar") presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF llevada a cabo por Repsol o por YPF, salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones. Contra dicha medida cautelar, YPF y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Paralelamente, en marzo de 2011, YPF obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol posee de YPF. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF, siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social. De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), ninguna de ambas compañías demandadas debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de YPF excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece. Con fecha 21 de julio de 2011, el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol, S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha

sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad. La sentencia se encuentra firme. En abril 2012 el expediente quedó finalmente radicado en el Juzgado Nacional en lo Contencioso-Administrativo Federal de la Capital Federal nº12, a cargo del Dr. Guillermo Rossi.

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997, suma que actualizada ascendería a 365 millones de pesos argentinos (66 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente nº4444).

Repsol ha tenido conocimiento a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF, S.A. en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS, cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF, S.A. vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, remplazándola por la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas. Con fecha 18 de junio de 2012, Repsol presentó recurso de reposición, con apelación en subsidio, contra la modificación de la medida cautelar anteriormente mencionada.

Repsol ha sido notificada con fecha 25 de junio de 2012 de la demanda interpuesta.

B) Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic/ Bahía de Newark.

Los hechos a los que se hace referencia en este apartado están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como con la venta por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a una filial de Occidental Petroleum Corporation ("Occidental"). Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol adquirió YPF.

En diciembre de 2005, el Department of Environmental Protection (DEP) y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol S.A.), YPF S.A., YPF Holdings Inc., CLH Holdings Inc., Tierra Solutions Inc., Maxus Energy Corporation, así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010, la demanda se amplió a YPF International S.A. y a Maxus International Energy Company. Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Diamond Shamrock Chemical Company en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark).

En febrero de 2009, Maxus y Tierra trajeron al proceso a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) como terceros ("Third Parties") que podrían tener responsabilidad.

El DEP no ha cuantificado los daños, pero:

a) sostuvo que el límite de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no sería aplicable al caso;

b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remediación, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales (Natural Resources Damages Assesment), e

c) indicó que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos, que hasta la fecha no se conocen.

En octubre de 2010 algunas terceras partes plantearon varias mociones "*motions to sever and stay*" para suspender el juicio respecto de ellos. No obstante, dichas mociones han sido rechazadas. Asimismo, algunas terceras partes presentaron mociones "*motions to dismiss*" (falta de legitimación pasiva) con el fin de salirse del proceso. Sin embargo, dichas mociones fueron igualmente rechazadas en enero de 2011.

En mayo de 2011, el Tribunal aprobó la "*Case Management Order XVII*" (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron las correspondientes mociones (*"motions for summary judgment")*. Sobre estas mociones el Tribunal ha fallado lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation and Diamond Shamrock Chemicals Company; (ii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado, en tanto en cuanto el Estado pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio "Aetna" deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina *"collateral estoppel"*; (iii) el Tribunal ha fallado que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de conformidad con la "*Spill Act*" de Nueva Jersey por el mero hecho de ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue: (iv) la Corte ha fallado que Maxus tiene una obligación bajo el "*Stock Purchase Agreement"* de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del "*Spill Act*" derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron nuevas mociones (*"motions for summary judgement")* contra Maxus. El 21 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable como sucesor de "Old Diamond Shamrock". La Corte confirmó que Occidental es el verdadero sucesor, aunque deja abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de la sucesión, en caso de que se considere, más adelante en el proceso, que existen daños punitivos; (ii) no se puede reinterpretar los términos del *"Indemnity Agreement"* entre Maxus y Occidental, por lo que el Estado de New Jersey, no tiene derecho a reclamar directamente dicha *indemnity* contra Maxus, ya que el Estado de New Jersey no es parte del contrato; y (iii) Maxus puede considerarse como *alter ego* de Tierra. Para llegar a esa conclusión, la Corte señala que Tierra era a todos los efectos una "cascara" o "caparazón" que se creó para evitar las responsabilidades históricas. Por ello, y como consecuencia de que Maxus es considerada alter ego de Tierra, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* en la misma medida que Tierra.

Con base en la información disponible a la fecha de los estados financieros semestrales y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

C) Ecuador

Reclamación presentada por Ecuador TLC (Petrobras)

El 14 de mayo de 2012 Ecuador TLC (Petrobras) presentó ante el Centro Internacional de Resolución de Disputas (ICDR) demanda contra Repsol Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), Murphy Ecuador Ltd. (Amodaimi) y Canam Offshore Ltd. por entender (i) infringido el Acuerdo de Transporte suscrito entre la compañía demandante y Murphy Ecuador Limited y Canam Offshore Ltd. al no comprometer la totalidad de la producción; (ii) incumplido con el pago de la tarifa en dicho volumen; y, (iii) revelado información confidencial a Repsol relacionada con la tubería del Oleoducto de Crudos Pesados. Ecuador TLC S.A. solicita a los árbitros a) de la razón a Ecuador TLC y se le paguen los daños y perjuicios causados en el Acuerdo de Transporte, incluyendo intereses y honorarios de abogados; b) conceda una declaratoria de ayuda o emergencia, considerando que Murphy y Canam son conjunta y solidariamente responsables por todas las cantidades solicitadas por Ecuador TLC en este arbitraje, siendo además Repsol totalmente responsable por todas las cantidades adeudadas por Canam según petitorio formulado por Ecuador TLC en este arbitraje; por su parte, Murphy habiendo ejercido su

derecho a extender el período del Acuerdo de Transporte hasta Diciembre de 2018, es responsable por los daños derivados del Acuerdo de Transporte, incluidos los intereses y honorarios de abogados, desde febrero de 2012 hasta diciembre de 2018; c) se pague por cualquier otro costo o ayuda, tanto general como específica, en derecho y en equidad, a las que Ecuador TLC tenga derecho. La reclamación ascendería a un importe de 82 millones de dólares (65 millones de euros).

D) Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF.

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación del 51% de las acciones "Clase D" de la principal petrolera del país, YPF, S.A. de titularidad de la española Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación de Repsol en la argentina Repsol YPF Gas, S.A. empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del capital social de Repsol YPF Gas, S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en tiempo récord (21 días) una Ley excepcional, la Ley de Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF y Repsol YPF Gas, por la que el Estado Argentino, a través del Poder Ejecutivo Nacional, además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionariales referidas, ocupaba temporáneamente los derechos inherentes a las acciones de Repsol sujetas a expropiación sin esperar a sentencia judicial alguna ni a compensar previamente el valor de las acciones afectadas.

La indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; además, dentro de YPF, S.A. Repsol (57,4%) es el único accionista perjudicado. Lo mismo ocurre en Repsol YPF Gas, S.A.

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento, el disfrute de tales inversiones; prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (IV-1); se obligó a que, en caso de nacionalización o expropiación, nunca actuaría discriminatoriamente contra los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora una indemnización adecuada, en moneda convertible (V); y asumió que reconocería a los inversores españoles las normas más favorables que Argentina hubiera reconocido a favor a otros inversores extranjeros (IV-2; VII).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que "*la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada.* […]. *Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie*." Asimismo proclama (artículo 20) que "*los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos* […]."

Por otro lado, en 1993, con ocasión de la privatización de YPF y para atraer inversores extranjeros, el Estado Argentino asumió un compromiso, recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF y publicitado en el folleto informativo que registró entonces

YPF ante la *Securities Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos, por el cual si en el futuro el Estado Argentino volvía a tomar el control de YPF, los accionistas de YPF tendrían un derecho de salida de la compañía re-estatizada, consistente en la obligación del Estado Argentino de recomprarles sus acciones a un determinado precio que fija el propio Estatuto Social, debiendo verificarse tal recompra a través de una OPA del Estado Argentino sobre el 100% del capital social. Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF dispone que la participación del Estado Argentino en YPF no se podría computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía ni tendría derechos de voto ni económicos.

Repsol considera ilegítima la expropiación mencionada y tiene el propósito de ejercer cuantas acciones legales le correspondan y sean pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo se destacan las siguientes:

1.- *Controversia bajo el Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones.*

El 10 de mayo de 2012 Repsol envió a la Presidenta de la República Argentina una notificación formal de controversia y de inicio del plazo para su resolución amigable para el acuerdo para la promoción y la protección recíproca de inversiones entre el reino de España y la Republica Argentina que entró en vigor el 28 de septiembre de 1992. A esta carta siguió otra de 28 de mayo de 2012 en la que Repsol invitó al gobierno argentino a iniciar las negociaciones previstas en el Tratado. Estas cartas han sido contestadas por la Procuradora del Tesoro de la Nación alegando pretextos formales. Tras el debido periodo de negociaciones que debería extenderse por al menos 6 meses, si las partes no hubieran llegado a un acuerdo quedaría expedita la vía para acudir al CIADI para dirimir la controversia.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida y ser indemnizado por el estado argentino.

2.- Demanda por inconstitucionalidad de la intervención de YPF por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones Clase D de YPF, S.A.,titularidad de Repsol.

El 1 de junio de 2012 Repsol presentó ante los Tribunales argentinos una demanda solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley Nº 26.741 (la "Ley de Expropiación") y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en forma manifiesta los artículos 14, 16 ,17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN Nº 530/2012, del Decreto PEN Nº 532/2012 y del Decreto PEN Nº 732/2012 (conjuntamente, los "Decretos"), y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares las cuales no han sido estimadas. Los próximos hitos en relación con esta acción son, respecto de la acción principal, que se resuelva el conflicto de competencia y el órgano competente dicte resolución sobre el fondo de la acción ejercitada, y respecto de las medidas cautelares, que la Cámara de apelación resuelva sobre el recurso de apelación presentado por Repsol contra la desestimación en primera instancia de las medidas cautelares solicitadas.

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Buenos Aires reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF.

3.- "Class Action Complaint" ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

El 15 de mayo de 2012 Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la Clase D de YPF, con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la Clase D en los términos del Estatuto de YPF, (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda se encuentra actualmente en proceso de notificación al Estado argentino.

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF no expropiadas.

4.- Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiera al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

Esta demanda se encuentra actualmente en proceso de notificación al Estado argentino.

Garantías

En relación con el préstamo concedido por el Banco de Santander a Petersen en 2008, que está garantizado por Repsol en virtud del contrato de garantía firmado el 6 de junio de 2008, a 30 de junio de 2012 los estados financieros recogen una provisión por importe de 54 millones de euros (ver Nota 3 capítulo a) *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*).

El Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre acciones de Gas Natural SDG propiedad del Grupo Repsol, en relación con la financiación recibida de varias entidades financieras que se describe en el apartado *Pasivos financieros* de la Nota 6 y en la nota 14 *Hechos Posteriores*.

(11) PLANTILLA MEDIA

A continuación se detalla la plantilla media al 30 de junio de 2012 y 2011:

	30/06/2012	30/06/2011
PLANTILLA MEDIA		
Hombres	20.925	33.717
Mujeres	9.196	12.354
	30.121	46.071

La cifra de plantilla media al 30 de junio de 2011 incorporaba la de las sociedades del subgrupo YPF y Repsol YPF Gas, que ascendía en dicha fecha a 12.926 hombres y 3.626 mujeres.

(12) REMUNERACIONES

A) Remuneraciones recibidas por los administradores y por los directivos

Durante el primer semestre de 2012 el Consejo de Administración ha estado compuesto por 15 consejeros (dos Consejeros Ejecutivos, cinco Consejeros Externos Dominicales y ocho Consejeros Externos Independientes). Por su parte, un total de 10 personas han formado parte del Comité de Dirección del Grupo en algún momento durante el mismo periodo. A efectos de información, en este apartado, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en el primer semestre de 2012 por los miembros del Consejo de Administración y por las personas que, en algún momento del citado periodo han formado parte del Comité de Dirección del Grupo y durante el tiempo que han ocupado dicha posición. A efectos comparativos se incluye información de 2011 con similar criterio.

ADMINISTRADORES:

	Miles de euros	
Concepto retributivo:	**30/06/2012**	**30/06/2011**
Retribución fija	1.936	1.982
Retribución variable (a)	1.538	5.941
Atenciones estatutarias	2.406	2.509
Otros (b)	29	28
Total remuneraciones percibidas por los Administradores	**5.909**	**10.460**

DIRECTIVOS: (c)

	Miles de euros	
	30/06/2012	**30/06/2011**
Total remuneraciones recibidas por los Directivos (a)(b)	5.669	11.394

(a) La retribución variable correspondiente al primer semestre de 2011 incluye una gratificación puntual asociada a resultados del 2010 devengada y percibida íntegramente en dicho semestre.
(b) Las percepciones en especie incluyen los ingresos a cuenta correspondientes.
(c) La composición y número de miembros del Comité de Dirección ha variado en los ejercicios 2011 y 2012.

En el primer semestre de 2012 el coste devengado de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento de los miembros del Consejo de Administración, incluyendo los correspondientes ingresos a cuenta, asciende a 184 miles de euros (159 miles de euros en el primer semestre del ejercicio anterior); y el de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia a 1.347 miles de euros (1.325 en el mismo periodo del ejercicio anterior).

Por lo que se refiere al personal directivo, el importe devengado en el primer semestre de 2012 de las aportaciones a planes de pensiones que mantiene el Grupo con este colectivo, de las aportaciones a planes de previsión, y el importe de las primas por seguro de vida y accidentes (incluyendo en este caso los ingresos a cuenta correspondientes) ha ascendido a 977 miles de euros (1.012 miles de euros en el primer semestre del ejercicio anterior).

B) Planes retributivos en acciones

Respecto a los planes retributivos en acciones de Repsol, S.A. aprobados por la Junta General de Accionistas, y de los que se informaba en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011, en el primer semestre del ejercicio 2012 se han producido las siguientes actualizaciones:

i.) "*Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual*".

Repsol tiene implementado un Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual. Un total de 187 empleados y directivos se han acogido al Segundo Ciclo del Plan (2012-2015), adquiriendo el 31 de mayo de 2012 un total de 294.689 acciones, representativas de un 0,023% del capital social registrado al 30 de junio de 2012, a un precio medio de 12,2640 euros por acción. De esta forma, el compromiso del Grupo de entrega de acciones con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al periodo de consolidación, hayan

cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 98.161 acciones, representativas de un 0,008% del capital social actual.

En este Segundo Ciclo, los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 131.395 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el Primer Ciclo (un total de 79.611acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Primer Ciclo, y de 43.795 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Segundo, sujeto, en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

A 30 de junio de 2012 se han registrado gastos de personal en relación con el primer y el segundo ciclo del Plan por importe de 0,24 millones de euros, con contrapartida en el epígrafe *"Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas"* del patrimonio neto.

ii.) *"Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012"*.

En el primer semestre de 2012, y de acuerdo a lo descrito en la Nota 4 en su apartado *d) Patrimonio neto - 2. Acciones y participaciones en patrimonio propias*, el Grupo ha comprado 264.398 acciones propias por importe de 4,4 millones de euros, con el objeto de entregarlas a empleados del Grupo. Estas acciones representaban el 0,021% sobre el total de las acciones emitidas por Repsol, S.A. a 30 de junio de 2012.

Las acciones a entregar en ambos planes i) y ii) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó la aprobación del Plan de Adquisición de Acciones para el periodo 2013-2015, destinado a los directivos y el resto de empleados del Grupo Repsol en España que voluntariamente decidan acogerse al mismo. Conforme al citado Plan, los beneficiarios podrán recibir parte de su retribución correspondiente a todos o alguno de los ejercicios 2013, 2014 y 2015 en acciones de Repsol con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal de aplicación vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el Impuesto sobre la Renta de Personas Físicas. Las indicadas acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol en el sistema de interconexión bursátil (SIBE o mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario.

(13) OTRA INFORMACIÓN

El 28 de febrero de 2012 Repsol, S.A. y Petróleos Mexicanos ("Pemex") comunicaron la aprobación por parte de los consejos de ambas compañías de una alianza industrial estratégica, que permitiría generar beneficios a corto y medio plazo y alcanzar sinergias positivas para ambas empresas, con una duración inicial de diez años. El ámbito de la Alianza abarca las áreas de negocio de Upstream y GNL en América y de Downstream en América, España y Portugal así como la colaboración en programas de formación conjuntos. Repsol o Pemex valorarán, respectivamente, las oportunidades de negocio o formas de colaboración que se ofrezcan mutuamente en el desarrollo de la Alianza. Dentro del marco constitucional y legal que regula el sector de hidrocarburos en México, Pemex contará además con Repsol como aliado en los términos de la Alianza para evaluar y promover las oportunidades de negocio que puedan resultar de interés mutuo.

Pemex ha ratificado su compromiso de estabilidad, asumiendo no incrementar su participación en Repsol por encima del 10% y a no reducirla por debajo del 5%. Todo ello, sin perjuicio de que, transcurrido un año desde la firma de la Alianza, Pemex podrá reducir su participación por debajo del 5%, en cuyo caso Repsol podrá resolver la Alianza.

(14) HECHOS POSTERIORES

Repsol ha alcanzado un acuerdo con un consorcio de inversores chilenos, para la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile por un importe aproximado de 540 millones de dólares. Repsol Butano Chile posee una participación del 45% de Lipigas, compañía presente en el mercado chileno de comercialización de GLP, además de otros activos financieros. El perfeccionamiento de esta transacción está sujeto al cumplimiento de las condiciones habituales en este tipo de operaciones. A 30 de junio de 2012 los activos y pasivos de las sociedades que se van a vender se han clasificado en los epígrafes *Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta* del balance de situación consolidado (ver nota 4.c).

En julio de 2012, se materializó una operación de financiación a través de instrumentos derivados por importe de 250 millones de euros y un plazo de 12 meses, independiente de las dos cerradas en junio de 2012 y de las cuales se informan en la Nota 6 apartado *b) Pasivos Financieros*. Esta tercera operación, que también lleva aparejada garantías financieras pignoraticias de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, supone que a la fecha de formulación de estos estados financieros intermedios resumidos consolidados, existen garantías financieras pignoraticias sobre un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 10,47% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes.

ANEXO I: CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas

			Coste neto de la combinación (millones de euros)			
Denominación de la entidad (y rama de actividad) adquirida o fusionada	**Categoría**	**Fecha efectiva de la operación**	**Importe (neto) pagado en la adquisición + otros costes directamente atribuibles a la combinación**	**Valor razonable de los instrumentos de patrimonio neto emitidos para la adquisición de la entidad**	**% de derechos de voto adquiridos (2)**	**% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición**
Capital Telecom Honduras, S.A. (1)	Adquisición	febrero-12	-	-	100,0%	100,0%
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (1)	Adquisición	febrero-12	2	-	11,4%	83,7%
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (1)	Adquisición	febrero-12	0	-	10,0%	83,7%
Energías Especiales de Extremadura, S.A. (1)	Adquisición	marzo-12	2	-	20,6%	99,0%
U.F. Telecomunicación El Salvador, S.A. de C.V. (1)	Adquisición	marzo-12	-	-	100,0%	100,0%
Fenosa Wind, S.L. (1)	Adquisición	abril-12	-	-	15,0%	100,0%
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A.	Aumento participación	mayo-12	-	-	0,0%	99,8%
Repsol Trading USA Corporation	Constitución	junio-12	-	-	100,0%	100,0%
Windplus, S.A.	Adquisición	junio-12	4	-	31,0%	31,0%

(1) Sociedades participadas a través de Gas Natural.
(2) Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar [(1)]

Denominación de la entidad (o rama de actividad) enajenado, escindido o dado de baja	Categoría	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros)(3)
Transnatural, SRL de CV (2)	Enajenación	enero-12	50,00%	-	(1)
GEM Suministro de Gas, 3, S.L (2)	Enajenación	febrero-12	100,00%	-	6
GEM Suministro de Gas SUR 3, S.L (2)	Enajenación	febrero-12	100,00%	-	-
Eólica de Cordales, S.L.U. (2)	Enajenación	abril-12	100,00%	-	-
Eólica de Cordales Bis, S.L.U. (2)	Enajenación	abril-12	100,00%	-	-
Gas Natural International, Ltd. (2)	Liquidación	abril-12	100,00%	-	-
Eólicos Singulares 2005, S.A. (2)	Liquidación	mayo-12	49,00%	-	-
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L. (2)	Liquidación	junio-12	76,00%	-	-
Zao Eurotek-Yamal	Enajenación	mayo-12	100,00%	-	-
OOO Eurotek-ND	Enajenación	mayo-12	100,00%	-	-

(1) En este apartado no se incluyen YPF ni Repsol YPF Gas, ni las sociedades de sus respectivos grupos, las cuales han perdido su consideración de entidades del grupo (ver nota 3 *Expropiación de las acciones del grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.*).
(2) Sociedades participadas a través de Gas Natural.
(3) Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

Repsol S.A. y Sociedades participadas que componen el Grupo Repsol

Informe de gestión intermedio correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2012

ÍNDICE

ÍNDICE 2
INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA 3
ENTORNO MACROECONÓMICO 3
PLAN ESTRATÉGICO 2012-2016 5
NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA 7
EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF, S.A. Y REPSOL YPF GAS, S.A. 7
RESULTADO 12
UPSTREAM 13
GNL 14
DOWNSTREAM 14
GAS NATURAL FENOSA 15
CORPORACIÓN 15
RESULTADO FINANCIERO 16
IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS 16
RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS 16
SITUACIÓN FINANCIERA 17
FACTORES DE RIESGO 20
ÁREAS CORPORATIVAS 28
GESTIÓN DE PERSONAS 28
SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE 28
MARCA E IDENTIDAD CORPORATIVA 29
HECHOS DESTACADOS 31
UPSTREAM 31
DOWNSTREAM 31
CORPORACIÓN 32

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

Desde finales de 2011 la economía mundial viene experimentando una ralentización de su crecimiento vinculado fundamentalmente a los problemas derivados de la crisis de deuda en la Zona Euro. Los costes financieros de la restructuración de la deuda griega y el riesgo de una salida del país heleno de la moneda única agudizaron la crisis de la Zona Euro, añadiendo presión sobre la financiación de los Tesoros de España e Italia difícilmente sostenible en el largo plazo, y llevando a la región a la segunda recesión en los últimos cuatro años.

Esta recaída ha tenido un efecto negativo sobre las perspectivas de crecimiento del resto del mundo, por la caída de la demanda exterior y por el deterioro de la estabilidad financiera global. A lo largo de 2012 las tasas de actividad se han ido moderando y los indicadores de confianza de consumidores y empresarios han empeorado notablemente desde EE.UU. a China.

La amenaza sobre la recuperación económica global ha empujado a las principales economías a introducir, en la medida de lo posible, nuevas medidas de estímulo fiscal y monetario a favor del crecimiento. Asimismo los países de la Unión Europea se han visto obligados a avanzar a marchas forzadas en su integración política, económica, bancaria y fiscal, cediendo parcelas de su soberanía con el objetivo de contener el riesgo sistémico. Nuevos tratados, como el Tratado para un Mecanismo de Estabilidad permanente o el Tratado Fiscal Compact, han surgido para completar el entramado institucional europeo.

La economía española alcanzó un papel protagonista dentro de la crisis de la Eurozona durante el primer semestre del año. El agravamiento de las tensiones en los mercados –muy intensas desde el verano de 2011-, y sus implicaciones directas sobre el acceso a la financiación externa de las instituciones tanto públicas como privadas, incrementaron la necesidad de actuación por parte de las autoridades europeas ante el posible efecto contagio en el resto de países miembros.

En el plano de la actividad real, el PIB español del primer trimestre de 2012 acusó la desaceleración europea y la pérdida de confianza de los inversores foráneos y

registró, por segundo trimestre consecutivo, un nuevo retroceso del 0,3% frente al último cuarto de 2011. En términos de empleo, el mercado laboral continuó su deterioro con una pérdida de 500.000 afiliados a la Seguridad Social frente al primer semestre de 2011. Por otro lado, la falta de dinamismo de la actividad y sus repercusiones sobre los ingresos tributarios junto con el incremento en el coste de la deuda soberana, pueden traducirse en un ajuste adicional de las cuentas de las Administraciones Públicas para situar el déficit lo más cerca posible del objetivo establecido para este año (-5,3% del PIB), pero mermando la capacidad de crecimiento en el corto y medio plazo.

En este sentido, el 28 y 29 de junio el Consejo Europeo de Jefes de Estado y de gobierno puso sobre la mesa un pacto por el crecimiento, con un plan de inversiones, y medidas de corto plazo para tratar de aliviar la presión sobre España e Italia. En este Consejo se acordó permitir: (i) la recapitalización directa de la banca con cargo a fondos europeos; (ii) la ausencia de prelación de cobro en las ayudas que se canalicen a través del Estado y (iii) la compra de deuda pública por parte de los mecanismos de estabilidad europeos de países cuya prima de riesgo esté bajo presión.

Una de las consecuencias benignas de la desaceleración ha sido la diminución de las presiones inflacionistas. Los precios de las materias primas, cuya evolución esta relacionada con el crecimiento de la economía mundial, disminuyeron junto al resto de los activos de inversión con riesgo. El índice de materias primas CRB muestra una tendencia negativa que comenzó en mayo de 2011 y que continúo en el primer semestre de este 2012. Sin embargo, a pesar de esta caída, los precios de las materias primas se mantienen en niveles históricamente altos, en el entorno de los máximos alcanzados en 2008.

La crisis europea ha tenido importantes repercusiones sobre países como Estados Unidos y China, economías claves para la producción y demanda global de commodities. A los problemas que Estados Unidos arrastra para disminuir su tasa de desempleo, debemos agregar el efecto que la incertidumbre de la crisis europea tiene sobre la confianza del consumidor americano. En China, el deterioro de las expectativas de crecimiento se explican en gran parte por una caída de su saldo comercial producto de una disminución de exportaciones, principalmente a Europa.

La evolución del precio del petróleo durante la primera mitad de 2012 vino marcada por dos claras tendencias. Primero, un perfil alcista durante los dos primeros meses

del año, que llevó el precio del barril de crudo Brent de los 109 dólares con que terminó 2011 a los 129,93 de principios de marzo. Seguidamente, los precios del petróleo corrigieron fuertemente a la baja, alcanzando un mínimo el 25 de junio de 88,95 dólares. Este descenso brusco del precio, de más de 40 dólares entre máximo y mínimo anual (-32%), estuvo estrechamente relacionado con el fuerte incremento de la aversión al riesgo y una mayor percepción de ralentización de la actividad económica a escala global. Sin embargo, durante los últimos días de junio el barril de Brent registró un cambio en la tendencia bajista y recuperó marginalmente las pérdidas del trimestre, cerrando en los 94,41 dólares, principalmente tras la reunión de líderes europeos y como consecuencia también de otros factores geopolíticos como el empeoramiento de la situación en Irán y una huelga de trabajadores en Mar del Norte. A partir de entonces la tendencia ha sido al alza debido a las complicaciones geopolíticas en Irán y Siria, y a las expectativas de que se realicen nuevas impulsos monetarios en EE.UU. y en China. A lo largo de julio, el precio ha recuperado la mitad de lo perdido durante el segundo trimestre, situándose alrededor de los 106 dólares por barril al cierre de este informe.

PLAN ESTRATÉGICO 2012-2016

Repsol ha consolidado en los últimos años su estrategia de crecimiento que le ha permitido desarrollar nuevas áreas de negocio, diversificar su cartera de activos e incorporar proyectos clave que hoy respaldan su posicionamiento en el sector energético global.

Tras la publicación de la Ley por la que se someten a expropiación acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. *(ver apartado más adelante "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A*) Repsol publicó el 29 de mayo de 2012 mediante el correspondiente "hecho relevante" el Plan Estratégico del Grupo Repsol 2012-2016, basado en las siguientes líneas estratégicas:

Líneas estratégicas

La estrategia del Grupo Repsol se basa en 4 pilares:

1) Crecimiento del Upstream;
2) Maximizar el retorno del Downstream y el GNL (gas natural licuado);
3) Solidez financiera; y
4) Retribución competitiva a los accionistas.

1) Crecimiento del Upstream (Exploración y Producción)

El área de Exploración y Producción es el pilar del motor de crecimiento de Repsol, centrando sus inversiones en la actividad de exploración y en 10 proyectos clave, entre los que se incluyen algunos de los mayores éxitos exploratorios obtenidos por Repsol en los últimos años. Repsol focalizará sus actividades en estos 10 proyectos en Brasil, Estados Unidos, Rusia, España, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia.

2) Maximizar el retorno de Downstream y GNL

El área del Downstream (Refino, Marketing, Química y GLP) se ha transformado en un negocio generador de caja, una vez finalizados los proyectos ya operativos de ampliación de la refinería de Cartagena y de Petronor en Bilbao, que incrementaron la capacidad de conversión y la eficiencia operativa de Repsol.

Por su parte, el negocio del gas natural licuado (GNL) de Repsol, permitirá aprovechar la integración en toda la cadena de valor, con el objetivo de maximizar la rentabilidad de la cartera de activos de Repsol en las cuencas del Atlántico y del Pacífico.

3) Solidez financiera

La posición financiera de Repsol y las desinversiones en activos no estratégicos permitirán a Repsol autofinanciar las inversiones previstas en el Plan Estratégico 2012-2016.

4) Retribución competitiva a los accionistas

El último de los pilares estratégicos de Repsol es establecer una política competitiva de retribución a sus accionistas.

NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

También el día 29 de mayo de 2012, se presentó la nueva estructura organizativa con el objetivo de impulsar el desarrollo del Plan Estratégico 2012-2016 y con el foco puesto en su visión de futuro. El Consejo de Administración de Repsol, a propuesta de su Presidente, aprobó una nueva estructura organizativa en la que se refuerza tanto el área corporativa de la compañía, como la de negocio.

Para facilitar el crecimiento de los negocios, Repsol concentra la gestión de los mismos en la Dirección General de Negocios (COO). Con el objetivo de potenciar el desarrollo activo de la Estrategia de la Compañía, basada en la anticipación de oportunidades, el control de la gestión y el impulso de la tecnología como motor de transformación, se crea la Dirección General de Estrategia y Control.

EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF, S.A. Y REPSOL YPF GAS, S.A.

El 16 de abril el Gobierno Argentino inició las actuaciones para la expropiación de YPF al Grupo Repsol. Ese mismo día decretó la intervención de la compañía, nombrando un interventor con todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración) que inmediatamente tomó el control de la gestión.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo entró en vigor la Ley 26.741, por la que se declaran de utilidad pública y sujetas a expropiación las acciones del Grupo Repsol que representen el 51% de las acciones Clase D de YPF, S.A. y el 51% de las acciones de Repsol YPF Gas, S.A. y, además, se habilita desde ese momento al Gobierno para ejercer los derechos que confieren las acciones a expropiar, sin el pago previo de compensación económica alguna.

A partir de ese momento se debería desarrollar el oportuno proceso de expropiación que, conforme al ordenamiento argentino, supone la fijación –en su caso mediante sentencia judicial- y pago de una compensación económica justa con carácter previo a la ocupación y adquisición de los bienes expropiados.

Repsol considera que la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (solo afecta a una de las petroleras argentinas y a uno de sus socios, Repsol) y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Por ello, Repsol está decidida a ejercer todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas. En concreto, Repsol ya ha iniciado acciones legales (i) por vulneración del "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina"; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF y de la ocupación temporánea de las acciones sujetas a expropiación y (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

Repsol confía en que una violación tan flagrante de los más elementales principios de seguridad jurídica y de respeto a la actividad empresarial realizada de buena fe no será ignorada por la comunidad inversora internacional y obtendrá la respuesta adecuada de los tribunales de justicia y de los órganos de resolución de disputas internacionales.

El reflejo contable de estos acontecimientos se produce en los Estados Financieros del Grupo del primer semestre de 2012. Repsol ha perdido el control de la gestión de YPF y Repsol YPF Gas por lo que debe proceder a su desconsolidación desde el 16 de abril, lo que supone:

a) Dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

   El importe neto de la baja asciende a 4.779 millones de euros, de los cuales 4.720 corresponden a YPF y el resto a Repsol YPF Gas. Este importe incluye 605 millones de euros de diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por ambas compañías hasta el momento de la pérdida de control.

b) Revaluar otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el procedimiento de expropiación. Es el caso de los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF.

El importe neto dado de baja por este concepto asciende a 1.402 millones de euros y se corresponde con la provisión dotada por la parte del préstamo concedido por Repsol que no se encuentra cubierta con garantía pignoraticia de acciones (5,38% del capital de YPF). Por otra parte se han registrado provisiones por importe de 54 millones de euros que cubren el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol, como garante de Petersen, menos el importe correspondiente al valor de las acciones pignoradas como contragarantía (0,56% del capital de YPF). El Grupo no considera que los hechos acaecidos provoquen para Repsol otras consecuencias derivadas de la ejecución de los contratos firmados con el grupo Petersen.

c) Dar de alta como inversión financiera (acciones) la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de Repsol YPF Gas, derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones de su propiedad (51% sujetas a expropiación de ambas compañías y 6,43% por YPF y 33,997% por Repsol YPF Gas de participación remanente al cierre del periodo).

   La valoración de estas acciones a efectos de su registro contable se ha basado en su valor razonable o de realización.

   Respecto de las acciones de YPF que no van a ser objeto de expropiación, ese valor razonable se corresponde con su cotización oficial en los mercados donde se negocian.

   Tratándose de las acciones de YPF sujetas a expropiación, que no son negociables en bolsa, el valor razonable se corresponde con el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, lo que obliga a hacer la mejor estimación posible sobre la compensación que finalmente el Gobierno Argentino pagará a Repsol.

   El precio o compensación por la expropiación de las acciones debe establecerse en función del valor de mercado de la participación expropiada antes de la expropiación, pero sin olvidar el derecho de Repsol a la aplicación del criterio específicamente previsto en los estatutos de YPF (artículos 7 y 28) para la valoración de acciones en caso de cambio de control. Esta disposición

estatutaria, por su fuerza legal y su objetividad, supone una clara referencia para la estimación de la compensación que, como mínimo, debería obtener Repsol. Aplicando esa referencia la valoración del 100% de YPF ascendería, en el peor de los casos, a 18.300 millones de dólares.

No obstante, es preciso tener presentes los riesgos e incertidumbres inherentes a la valoración, inevitables como consecuencia de la necesidad de realizar a efectos contables estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, la compañía ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

De acuerdo a lo anterior, las acciones de YPF (51% sujetas a expropiación y 6,43% de participación remanente) han sido inicialmente registradas por un valor de 5.623 millones de euros. Las acciones de Repsol YPF Gas se han registrado por 50 millones de euros.

Cualquier modificación en las hipótesis consideradas razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF y Repsol YPF Gas, y por tanto tener efecto en los estados financieros del Grupo.

d) Registrar un activo por impuesto diferido de 524 millones de euros derivado de los impactos fiscales de las operaciones anteriores.

Como consecuencia de todos los efectos derivados del proceso de expropiación, el impacto neto en la cuenta de resultados del Grupo es una pérdida de 38 millones de euros, que figura registrada en el epígrafe “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos”.

De acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), las actividades de YPF y Repsol YPF Gas se consideran actividades interrumpidas y los resultados generados por ellas hasta la pérdida de control, así como los resultados derivados de la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación, se

han registrado en los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados consolidada de Repsol, a 30 de junio de 2012 y 2011.

En la tabla siguiente se incluyen algunas magnitudes del Grupo Repsol correspondientes a los estados financieros a 30 de junio de 2011 que, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas” ha sido preciso re-expresar para clasificar como actividades interrumpidas los efectos de las operaciones relacionadas con la expropiación.

	(millones €)	
Grupo Repsol (*según NIIF*)	Grupo consolidado re-expresado 30/06/2011	Grupo consolidado formulado en 2011 30/06/2011
EBITDA (*)	3.089	4.473
Resultado de explotación (*)	2.109	2.722
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	371	--

(*) Corresponde a operaciones continuadas

En la nota 3.a) de los estados financieros intermedios resumidos consolidados “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.” se recoge información adicional sobre el proceso de expropiación de YPF y Repsol YPF Gas.

A 31 de diciembre de 2011 YPF disponía de reservas probadas que ascendían a 1.013 millones de barriles de petróleo equivalentes (585 millones de barriles de líquidos y 2.399 miles de millones de pies cúbicos de gas), y que representaban un 46% de las reservas probadas del Grupo consolidado en dicha fecha. Desde la pérdida de control dichos volúmenes no forman parte de las reservas probadas del Grupo Repsol. Por otro lado, la producción de YPF alcanzó, en 2011, los 181 millones de barriles de petróleo equivalentes (100 millones de barriles de líquidos y 453 miles de millones de pies cúbicos de gas natural), que representaron el 62% de la producción total del Grupo en dicho ejercicio.

RESULTADO

El resultado de explotación de operaciones continuadas correspondiente al primer semestre de 2012 ha ascendido a 1.966 millones de euros, un 6,8% inferior al del mismo periodo de 2011, que ascendió a 2.109 millones de euros. Esa diferencia se explica, fundamentalmente, por el impacto de los precios del crudo y los productos petrolíferos sobre los inventarios de los negocios downstream, que en 2011 permitieron la obtención de ganancias que no han tenido continuidad en 2012. Aislado ese efecto, los negocios muestran resultados superiores en 2012, especialmente los de Upstream y GNL, afectados fundamentalmente por la reanudación de la actividad en Libia y la mejora de volúmenes y márgenes, respectivamente, logrando compensar el descenso del resultado asociado a la caída de volúmenes y márgenes del negocio químico y, en menor medida, las ventas en el negocio de marketing Europa como consecuencia de la crisis económica.

No obstante, se ha producido una notable mejoría del EBITDA por operaciones continuadas, que alcanzó 3.331 millones de euros en el primer semestre de 2012, frente a los 3.089 millones de euros del primer semestre de 2011.

El resultado de Repsol atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas en el primer semestre de 2012 ascendió a 903 millones de euros, un 14,6% inferior con el registrado en el mismo periodo de 2011.

El resultado total atribuido a la sociedad dominante en el primer semestre de 2012 ascendió a 1.036 millones de euros, un 22,9% inferior al del primer semestre de 2011. Ese resultado incluye el atribuido a las actividades interrumpidas, derivado de las operaciones de YPF e inversiones relacionadas, que ha ascendido a 133 millones en el primer semestre de 2012, frente a 287 millones de euros en el primer semestre de 2011.

Los resultados del Grupo Repsol durante el primer semestre de 2012 y 2011 fueron los siguientes:

Importes en millones de euros	ENERO-JUNIO		
	2012	**2011 (*)**	**% variación**
Upstream	1.144	806	41,9
GNL	237	168	41,1
Downstream	277	744	(62,8)
Gas Natural Fenosa	475	512	(7,2)
Corporación	(167)	(121)	(38,0)
Resultado de explotación	**1.966**	**2.109**	**(6,8)**
Resultado financiero	(433)	(374)	(15,8)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	66	33	100,0
Resultado antes de impuestos	**1.599**	**1.768**	**(9,6)**
Impuesto sobre beneficios	(674)	(645)	(4,5)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**925**	**1.123**	**(17,6)**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(22)	(66)	66,7
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas	**903**	**1.057**	**(14,6)**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	242	371	(34,8)
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	(84)	(29,8)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	**133**	**287**	**(53,7)**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.036**	**1.344**	**(22,9)**

(*) Incluye las modificaciones necesarias con respecto a la cuenta de resultados correspondiente al periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2011 incluida en el informe de gestión intermedio, en relación con el proceso de expropiación de YPF y Repsol YPF Gas, de acuerdo a lo descrito en el apartado "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A."

Las principales variaciones en el resultado del período, comparado con el mismo período del año anterior, se exponen a continuación:

UPSTREAM

El resultado de explotación en el primer semestre de 2012 ascendió a 1.144 millones de euros, lo que representa un incremento del 42% frente al primer semestre de 2011, debido a los mayores volúmenes de producción, especialmente de líquidos, principalmente por la reanudación de la actividad en Libia tras la suspensión entre marzo y octubre de 2011, a los mayores precios de realización de crudo y gas en el periodo (que se comportan mejor que las referencias internacionales del Brent y del Henry Hub) y al efecto positivo de la revalorización del dólar.

La producción en el primer semestre del año 2012 (322 miles de barriles equivalentes de petróleo por día, Kbep/d) ha sido un 4% superior a la del mismo período del año 2011 (310 Kbep/d) principalmente por la reanudación de las operaciones en Libia tras la suspensión en marzo 2011 y el incremento de producción en Estados Unidos como consecuencia de los pozos de desarrollo realizados tras el levantamiento de la moratoria de perforación.

En el primer semestre del año 2012 las inversiones de explotación en este negocio ascendieron a 1.109 millones de euros. La inversión en desarrollo representó el 54% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (36%), Trinidad y Tobago (15%), Brasil (12%), Venezuela (10%), Bolivia (9%) y Perú (9%). Las inversiones en exploración representaron un 24% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (43%), Brasil (14%), Perú (8%) y Sierra Leona (7%).

GNL

El resultado de explotación se situó en 237 millones de euros en el primer semestre de 2012, muy superior a los 168 millones de euros registrados en el mismo período de 2011.

Este aumento se explica fundamentalmente por mayores márgenes de comercialización de GNL y por el efecto positivo de la revalorización del dólar.

Las inversiones de explotación del primer semestre en el área de GNL han ascendido a 17 millones de euros. En 2011 las inversiones alcanzaron los 7 millones de euros.

DOWNSTREAM

El resultado de explotación en el primer semestre de 2012 fue de 277 millones de euros, lo que supone una reducción de un 63% frente a los 744 millones de euros del mismo período de 2011. Los factores más destacables de estos resultados son el impacto de la evolución de los precios del crudo y los productos petrolíferos sobre los inventarios, el deterioro de los márgenes y volúmenes en el negocio químico y los menores volúmenes de ventas en Marketing Europa, como consecuencia de la crisis económica.

Las inversiones de explotación en el área de Downstream en el primer semestre de 2012 ascendieron a 295 millones de euros frente a 652 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior. La variación se debe fundamentalmente a la finalización de las obras de ampliación y conversión de la refinería de Cartagena y de la unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

GAS NATURAL FENOSA

El resultado de explotación del primer semestre del año 2012 ha sido de 475 millones de euros, frente a los 512 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Aislando la plusvalía por la venta de puntos de suministro de gas en Madrid registrada en 2011, el resultado aumenta debido principalmente a los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y de Unión Fenosa Gas, que se compensa parcialmente por el impacto en los resultados del negocio eléctrico en España del RD-Ley 13/2012 y el efecto en los resultados de las desinversiones realizadas durante 2011 (activos de distribución de gas en Madrid y de distribución de electricidad en Guatemala).

Las inversiones de explotación acumuladas durante el semestre han sido 185 millones de euros. La inversión material se ha destinado fundamentalmente a las actividades de distribución de gas y electricidad, tanto en España como en Latinoamérica.

CORPORACIÓN

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2012 se registró un resultado negativo de 167 millones de euros, frente a los 121 millones de euros de gasto neto de 2011.

RESULTADO FINANCIERO

El resultado financiero del primer semestre de 2012 ha ascendido a 433 millones de euros de gasto, lo que representa un incremento del gasto neto de 59 millones de euros respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, debido principalmente al aumento de la carga por intereses.

Los principales conceptos que recoge son los siguientes:

Importes en millones de euros	ENERO-JUNIO	
	2012	**2011**
Intereses netos (incluye preferentes)	(325)	(260)
Resultado de posiciones	8	(24)
Actualización de provisiones	(30)	(45)
Intercalarios	36	67
Otros gastos financieros	(122)	(112)
Total	**(433)**	**(374)**

IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo para el primer semestre de 2012 aplicable al resultado de las operaciones continuadas se ha estimado en un 44%, que resulta superior al estimado para el mismo período del año anterior (37,2%), debido principalmente al aumento de resultados en negocios que soportan una carga fiscal elevada, como son los del upstream y, de manera destacada, el de Libia.

RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS

El resultado neto por operaciones interrumpidas recoge los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, Repsol YPF Gas y las sociedades de su grupo (ver apartado

“Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF, Gas, S.A.” y la nota 3 de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012) y los efectos registrados por la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación. Dicho resultado ha ascendido a 133 millones de euros en el primer semestre de 2012 y a 287 millones de euros en el primer semestre de 2011.

SITUACIÓN FINANCIERA

La deuda financiera neta del Grupo Consolidado al final del primer semestre 2012 fue de 9.960 millones de euros, frente a 11.663 millones de euros al cierre de 2011. La deuda neta mencionada al cierre de diciembre 2011 incluía la deuda aportada por YPF y por Repsol YPF Gas, y que ascendía a 1.939 millones de euros. Sin tener en cuenta esta aportación la deuda neta en dicha fecha hubiera ascendido a 9.724 millones de euros que, comparada con la deuda neta a 30 de junio de 2012, supone un aumento en el semestre de 236 millones de euros. La evolución de la deuda en el periodo se ha visto influída por la provisión registrada por el préstamo concedido al grupo Petersen para la adquisición de YPF, que ha ascendido a 1.402 millones de euros (ver apartado “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.” y la nota 3 de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre de 2012).

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer semestre 2012 para el grupo consolidado se situó en un 24,5%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 32,4%. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 28,6% y 37,9%, respectivamente.

La variación en la deuda neta del Grupo Consolidado en el primer semestre de 2012, así como las principales causas que la originaron son las siguientes:

Importes en millones de euros

Deuda neta del Grupo al inicio del periodo	**11.663**
Eliminación deuda neta YPF y RYPF Gas a 31.12.11	(1.939)
Deuda neta a 31.12.2011 sin YPF ni RYPF Gas	**9.724**
EBITDA	(3.331)
Variación del fondo de maniobra comercial	139
Inversiones [(1)]	1.854
Desinversiones [(1)]	(200)
Dividendos pagados	685
Operaciones con acciones propias	(1.313)
Efecto tipo de cambio	(109)
Impuestos pagados	637
Intereses y otros movimientos	508
Efectos asociados a los préstamos de Petersen [(2)]	1.366
Deuda neta a 30.06.2012	**9.960**

(1) En el periodo enero-junio 2012 existen inversiones de carácter financiero por importe de 9 millones de euros y desinversiones de carácter financiero por importe de 195 millones de euros, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye una provisión que asciende a 1.402 millones de euros.

El EBITDA generado en el periodo, 3.331 millones de euros, ha permitido cubrir el desembolso de las inversiones, el leve incremento del fondo de maniobra, los impuestos pagados y los intereses del periodo.

A 30 de junio de 2012 la deuda financiera neta de Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa se situó en 5.170 millones de euros. Esta cifra es únicamente superior en 334 millones de euros a la deuda al cierre de 2011 excluyendo Gas Natural Fenosa e YPF, a pesar de incluir el impacto de la provisión del préstamo concedido al Grupo Petersen mencionado anteriormente. Considerando las acciones preferentes, la deuda financiera neta a 30 de junio de 2012 asciende a 8.203 millones de euros, es decir, 367 millones superior respecto al cierre de 2011 teniendo en cuenta los mismos parámetros.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio de 2012 para el Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa se ha situado en el 14,7%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 23,3%. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían 17,6% y 27,9%, respectivamente.

Entre las operaciones con acciones propias del periodo destaca la colocación que Repsol cerró los primeros días del mes de enero de 2012 entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad representativas del 5% del capital social en dicha fecha. El precio de colocación fue de 22,35 euros por acción, lo que supuso un importe de 1.364 millones de euros (ver nota 4 de los estados financieros intermedios resumidos consolidados). Estas acciones formaban parte de las acciones propias adquiridas el 20 de diciembre de 2011.

Las principales actividades de financiación realizadas por Repsol en el periodo han sido las siguientes:

- El 19 de enero de 2012 Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una emisión de bonos a 7 años y 1 mes, de 750 millones de euros, con un cupón del 4,875% y un precio de emisión del 99,937%, equivalente a mid swap + 292 p.b. Estos bonos cotizan actualmente en la Bolsa de Luxemburgo.

- El 7 de febrero de 2012 Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una nueva emisión de eurobonos por un importe de 250 millones de euros, con un cupón del 4,875%, a un precio de emisión de 103,166%, equivalente a mid swap + 241,5 puntos básicos. Esta emisión forma una única serie con la emisión de eurobonos mencionada en el apartado anterior. Con esta ampliación el nominal total de la emisión pasó a ser de 1.000 millones de euros.

- Entre los meses de junio y julio de 2012 el Grupo ha recibido financiación a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 1.000 millones de euros. Sobre las obligaciones de pago de los citados instrumentos derivados, el Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 10,47% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes. A 30 de junio de 2012, las operaciones realizadas, registradas en la línea “Deuda con entidades de crédito” del epígrafe “Deudas con

entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables" del balance del Grupo, ascendían a un importe total de 750 millones de euros, e implicaban la pignoración de 78.135.484 acciones, representativas del 7,81% del capital social de Gas Natural SDG.

Respecto a la calificación crediticia de Repsol, en los últimos meses las agencias Fitch Ratings, Standard & Poor's y Moody's Investors Service han anunciado rebajas de la calificación de Repsol. En el apartado "Factores de riesgo. Riesgo de la calificación crediticia" de este informe de gestión intermedio se detallan las últimas revisiones realizadas por dichas agencias.

FACTORES DE RIESGO

Los ingresos y las operaciones de Repsol son objeto de riesgos procedentes de los cambios que experimentan las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, normativas, sociales, industriales, financieras y de negocio.

Los riesgos a los que se enfrenta el grupo para el semestre restante del ejercicio 2012 son en su mayoría los mismos que se detallan en el informe de gestión que acompaña a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2011. Por tal motivo esta información debe ser leída de manera conjunta con la descripción de los factores de riesgo que se incluyen en el Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2011, así como con la Nota 20 – Gestión de riesgos financieros y del capital – de las cuentas anuales consolidadas correspondientes a ese mismo ejercicio. Adicionalmente, durante el primer semestre se han generado riesgos nuevos para el grupo, *(Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A.* y *Revisión de la calificación crediticia)*, fundamentalmente como consecuencia del proceso de expropiación de acciones de YPF y de Repsol YPF Gas, S.A. por el gobierno argentino (ver apartado "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A." del presente informe de gestión intermedio y la nota 3 de los estados financieros consolidados semestrales resumidos). A continuación se muestran de forma sumaria los riesgos ya existentes a 31 de diciembre de 2011 que continúan siendo riesgos para el semestre restante del ejercicio 2012 y de forma completa los riesgos nuevos.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A

El principal riesgo para Repsol derivado de la expropiación ilegítima de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. radica en la incertidumbre existente sobre el importe final de la compensación que el Estado argentino debe pagar a Repsol por la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo. Repsol se ha visto obligado a reclamar sus derechos contra el Estado argentino ante los tribunales argentinos y de otras jurisdicciones, entre ellas ante la jurisdicción arbitral del Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI). Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos o negativos en el importe por el que se han registrado las participaciones en YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A., y por tanto tener efecto en los estados financieros del Grupo. En la medida en que el precio o indemnización por acción de YPF, S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. sea menor, mayor será el impacto negativo que podría producirse en los resultados o en la situación financiera de Repsol. No obstante, Repsol no puede anticipar todas las consecuencias, incertidumbres y riesgos, ni cuantificar totalmente el impacto futuro que la expropiación podría suponer en la situación financiera del Grupo Repsol.

Incertidumbre en el contexto económico

Las tensiones económicas están dando lugar a un aumento en las tensiones sociales en distintas partes del mundo, así como a un aumento del proteccionismo. Dentro de la Zona Euro estas tensiones se traducen en un cuestionamiento sobre la viabilidad de la moneda única en su forma actual, dadas las dificultades para estimular el crecimiento y ganar competitividad sin contar con una moneda propia. El centro de las dudas se ha desplazado de Grecia a España e Italia, que por su tamaño suponen un salto cualitativo de la crisis de la Zona Euro. La deuda pública de España ha visto

aumentar su prima de riesgo por encima de los 500 puntos básicos respecto a la alemana, y su calificación crediticia se encuentra escasamente por encima del grado de inversión especulativa. El contexto actual requiere de la coordinación entre los Bancos Centrales y los gobiernos para evitar convertir la recesión de 2009 en una gran depresión.

La persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol. La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

Regulación de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión

de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios.

Sujeción de Repsol a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos, y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte,

las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo, para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo, que entrañan diversos riesgos, (i) que los precios fijados sean superiores a los de venta que se podrían obtener en otros mercados, (ii) que las contrapartes incumplan, en cuyo caso, sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos, y (iii) que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas probadas están vinculados algunos contratos, lo que implicaría que Repsol no sería capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones tanto de la oferta como de la demanda que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional, a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente.

La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas, y además contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada

en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si la compañía sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

Riesgo de liquidez. Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico que se miden y controlan por cliente o tercero individual. Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de la solvencia de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales.

Riesgos de mercado

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio:** Repsol está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol tiene actividad. Repsol también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras.

- **Riesgo de precio de commodities:** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados.

- **Riesgo de tipo de interés:** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

- **Riesgo de la calificación crediticia:** Actualmente, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva	Estable	Negativa	Negativa
Fecha de la última revisión	22 de junio de 2012	29 de junio de 2012	8 de junio de 2012

Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

A finales de junio de 2012, la plantilla total de Repsol ascendía a 30.849 empleados, distribuidos en más de 30 países, concentrándose principalmente en España, que representan el 75 % del total. Desde el punto de vista del empleo, destaca asimismo la presencia en países como Portugal, Brasil, Perú, Ecuador, Trinidad y Tobago, Chile, Bolivia, entre otros.

Por áreas de negocio, el 10,86 % de los empleados se concentra en el área de Upstream, el 0,71 % en GNL, el 64,51 % en Downstream, el 15,91 % en Gas Natural Fenosa y el 8,01 % en Centro Corporativo.

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente en Repsol es el sistema de gestión, constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Se ha impulsado la certificación ISO 14001 y OHSAS 18001 en las instalaciones como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión.

Durante el primer semestre de 2012 se han llevado a cabo inversiones ambientales destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

Entre los hitos destacables de gestión de seguridad y medio ambiente en nuevos proyectos se encuentra el proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena en España, que ha supuesto un importante desafío para la compañía debido a su gran magnitud. Se ha realizado la mayor inversión industrial de España para colocar a Cartagena entre las mejores refinerías del mundo en tecnología de producción, sostenibilidad ambiental y seguridad para los trabajadores. Desde el punto de vista ambiental, las nuevas instalaciones permiten la obtención de combustibles limpios para el transporte, impulsando el uso de biocarburantes, y maximizan la eficiencia energética en el proceso de producción. El nuevo complejo industrial de Cartagena ya es un referente mundial en sostenibilidad ambiental. A una nueva planta de cogeneración se unen las plantas de recuperación de aguas residuales y de azufre, que superan ampliamente las mayores exigencias ambientales.

En cuanto a los aspectos de gestión de la seguridad, el índice de accidentabilidad durante todo el proceso de ampliación ha sido 50 veces inferior a la media española del sector de la construcción, incluso si incluimos el proceso de instalación industrial, con riesgos específicos durante la prueba y puesta en marcha de equipos. Con todo, durante los cinco años que ha durado la obra y las casi 20.000 personas que han trabajado en ella, sólo se han producido lesiones de menor importancia, como torceduras o esguinces.

El compromiso de Repsol con el medio ambiente, que constituye uno de los principios básicos de la compañía, también se ha traducido a todas las fases de desarrollo del proyecto de edificación de las oficinas centrales de la compañía, Campus Repsol. Se ha elegido la certificación ambiental LEED® para validar de forma externa e independiente el cumplimiento de los más prestigiosos estándares de sostenibilidad de la construcción. Esta herramienta de certificación, avalada por el Green Building Council de Estados Unidos (USGBC), es la más reconocida internacionalmente, y analiza el ciclo de vida completo del edificio.

MARCA E IDENTIDAD CORPORATIVA

Repsol ha transformado y revitalizado su marca e identidad corporativa con un doble objetivo: ganar relevancia en los entornos actuales de comunicación y plasmar la evolución de la compañía.

Este proyecto, en el que han participado, además de trabajadores de Repsol, grupos externos como clientes, proveedores, expertos en imagen, inversores, periodistas y líderes de opinión, es fruto de un riguroso proceso iniciado a mediados de 2011.

El despliegue de la nueva marca, que se inicia con el nuevo Plan Estratégico, se completará durante los próximos meses, no sólo en las comunicaciones de la marca, sino también en la red de estaciones de servicio, los productos y servicios, los edificios de la compañía y en todos los ámbitos dentro y fuera de España.

La nueva sede corporativa de Repsol, construida con los más estrictos criterios de sostenibilidad, es uno de las primeras muestras de la aplicación de la nueva marca.

HECHOS DESTACADOS

En este periodo se han producido una serie de hechos que merece la pena destacar:

UPSTREAM

El 14 de febrero de 2012, Repsol anunció que las autoridades de Argelia autorizaron el Plan de Desarrollo para los seis campos del Proyecto Reggane Norte, en el Sahara argelino. Repsol tiene una participación del 29,25% en el consorcio, formado y operado conjuntamente con Sonatrach (40%), RWE Dea (19,5%) y Edison (11,25%). En el desarrollo total del proyecto se prevén unas inversiones de 2.225 millones de euros (unos 3.000 millones de dólares), que incluye la construcción de infraestructuras operativas y de apoyo. El consorcio prevé iniciar la producción a mediados de 2016, y alcanzar una tasa de producción estable de 8 millones de metros cúbicos de gas al día durante los primeros 12 años de producción.

El 27 de Febrero de 2012, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo en la Cuenca de Campos en Brasil. El pozo, denominado Pão de Açúcar, muestra un reservorio de hidrocarburos con un grosor de 500 metros, uno de los mayores que se han descubierto en Brasil. Pão de Açúcar es el tercer hallazgo en el Bloque BM-C-33, donde también se encuentran los yacimientos Seat y Gavea, este último calificado como uno de los 10 mayores descubrimientos del mundo en 2011. Repsol Sinopec Brasil opera y participa con un 35% en el consorcio descubridor, formado con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

DOWNSTREAM

Repsol ha alcanzado un acuerdo con un consorcio de inversores chilenos, para la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile por un importe aproximado de 540 millones de dólares. Repsol Butano Chile posee una participación del 45% de Lipigas, compañía presente en el mercado chileno de comercialización de GLP, además de otros activos financieros. El perfeccionamiento de esta transacción está sujeto al cumplimiento de las condiciones habituales en este tipo de operaciones. A 30 de junio de 2012 los activos y pasivos de las sociedades que se van a vender se

han clasificado en el epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta” del balance de situación consolidado.

Esta operación se enmarca en los objetivos de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol.

CORPORACIÓN

El 16 de Enero de 2012, Repsol, S.A. puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2012 dirigido a los empleados del Grupo Repsol en España con contrato laboral indefinido que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse a dicho Plan. Este Plan permite a sus beneficiarios recibir parte de su retribución correspondiente al ejercicio 2012 en acciones de Repsol, S.A. con un límite máximo anual de 12.000 euros. El Plan se inició el día 1 de enero de 2012 y finalizará el 31 de diciembre de 2012. La entrega de acciones a los beneficiarios se realizará con carácter mensual.

El 25 de enero de 2012, en cumplimiento del acuerdo adoptado por el Consejo de Administración el 28 de septiembre de 2011, el Consejo de Administración acordó, por unanimidad, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y en línea con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales en materia de Gobierno Corporativo, modificar el Reglamento del Consejo y proponer a la Junta General de Accionistas la modificación de los Estatutos sociales.

Los aspectos principales de la reforma son:

- El reforzamiento de las garantías aplicables a operaciones vinculadas, especialmente relevantes, entre la Sociedad y sus accionistas significativos;
- La modificación de la regulación de la obligación de no competencia de los Consejeros, permitiéndose su dispensa bajo determinadas condiciones. También se prevén determinados supuestos que quedan fuera de la prohibición de competencia, entre los que se cuenta, singularmente, el de aquellas sociedades con las que Repsol mantenga una alianza estratégica;
- La supresión en los Estatutos sociales de la limitación al número máximo de votos que puede emitir un mismo accionista.

El 28 de febrero de 2012 Repsol, S.A. y Petróleos Mexicanos (“Pemex”) comunicaron la aprobación por parte de los consejos de ambas compañías de una alianza industrial estratégica, que permitiría generar beneficios a corto y medio plazo y alcanzar sinergias positivas para ambas empresas, con una duración inicial de diez años. El ámbito de la alianza abarca las áreas de negocio de Upstream y GNL en América y de Downstream en América, España y Portugal así como la colaboración en programas de formación conjuntos. Repsol o Pemex valorarán, respectivamente, las oportunidades de negocio o formas de colaboración que se ofrezcan mutuamente en el desarrollo de la alianza. Dentro del marco constitucional y legal que regula el sector de hidrocarburos en México, Pemex contará además con Repsol como aliado en los términos de la alianza para evaluar y promover las oportunidades de negocio que puedan resultar de interés mutuo.

Pemex ha ratificado su compromiso de estabilidad, asumiendo no incrementar su participación en Repsol por encima del 10% y a no reducirla por debajo del 5%. Todo ello, sin perjuicio de que, transcurrido un año desde la firma de la alianza, Pemex podrá reducir su participación por debajo del 5%, en cuyo caso Repsol podrá resolver la alianza.

El 6 de junio de 2012, Repsol, S.A. ha puesto en marcha el Segundo Ciclo del Plan de Entrega de Acciones dirigido a los beneficiarios de esquemas de retribución plurianual del Grupo Repsol YPF (el “Plan”). Este Plan permite a los beneficiarios de dichos esquemas (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los restantes miembros del Comité de Dirección de Repsol, S.A.) invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo a percibir anualmente. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones adquiridas durante un periodo de tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregaría una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

El 31 de mayo de 2012 se celebró en Madrid la Junta General Ordinaria de accionistas de Repsol. Dicha Junta, entre otros, aprobó el cambio de denominación social de la matriz del grupo, pasando a denominarse Repsol, S.A. (anteriormente Repsol YPF, S.A.) y dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del sistema de retribución al accionista denominado “Repsol Dividendo Flexible”, que permite a éstos decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo o en acciones de la Sociedad. El mismo 31 de mayo, tras la celebración de la Junta general, el Consejo de

Administración de la Sociedad aprobó el inicio de la ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital.

El 5 de julio de 2012 finalizó el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes a dicha ampliación de capital. Los titulares de un 63,64% de los mencionados derechos (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos. Por tanto, el número de acciones ordinarias de un euro de valor nominal unitario que se han emitido en el aumento de capital es de 35.315.264, siendo el importe nominal del aumento de 35.315.264 euros, lo que supone un incremento de aproximadamente un 2,89% sobre la cifra del capital social de Repsol previa al aumento de capital. La ampliación de capital ha quedado inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de julio y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 13 de julio de 2012. Se solicitará también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Tras la ampliación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.256.178.727 euros, totalmente suscrito y desembolsado, integrado por 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con efectos 30 de junio de 2012.

Por otro lado, durante el plazo establecido al efecto, los titulares del 36,36% de los derechos (443.893.565 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Como consecuencia de lo anterior, en el balance de situación se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas” y la obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra.