

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

Fernando Ramírez Mazarredo, en nombre y representación de Repsol YPF, S.A. (la “**Sociedad**”) y en relación con el documento de registro (el “**Documento de Registro**”) de la Sociedad, 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 informático 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 22 de diciembre de 2009.

Repsol YPF, S.A.
p.p.

Fernando Ramírez Mazarredo
Director General Económico Financiero



DOCUMENTO DE REGISTRO

(REDACTADO SEGÚN ANEXO I DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004, DE LA COMISIÓN EUROPEA DE 29 DE ABRIL DE 2004, RELATIVO A LA APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/71/CE)

Diciembre 2009

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	11
A)	TABLA DE EQUIVALENCIA	12
B)	ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	21
1.	PERSONAS RESPONSABLES	21
1.1	Identificación de las personas responsables	21
1.2	Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.	21
2.	AUDITORES DE CUENTAS	22
2.1	Nombre y dirección de los auditores de cuentas	22
2.2	Renuncia o revocación de los auditores de cuentas	22
3.	INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA	23
3.1	Información financiera histórica seleccionada	23
3.2	Información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios	24
4.	FACTORES DE RIESGO	26
5.	INFORMACIÓN SOBRE LA SOCIEDAD	27
5.1	Historial y evolución del emisor	27
5.2	Inversiones	28
6.	DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	35
6.1	Actividades principales	35
6.2	Mercados principales	89
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.....	90
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.	90
6.5	Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor.....	90
7.	ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	91
7.1	Descripción del grupo en que se integra el emisor	91
8.	PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO	92
8.1	Información sobre el inmovilizado material, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.	92
9.	ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO	93
9.1	Situación financiera.....	93
9.2	Resultados de Explotación	93
10.	RECURSOS FINANCIEROS	94
10.1	Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo.....	94
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.	95
10.5	Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.	95
12.	INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS	96
12.1	Tendencias recientes más significativas	96
12.2	Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.	96
13.	PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS	97
13.1	Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.....	97
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. 97	

13.3	Previsión o estimación de los beneficios	97
13.4	Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida	97
14.	ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.....	98
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.	98
14.2	Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.....	107
15.	REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS	110
15.1	Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales.....	110
16.	PRÁCTICAS DE GESTIÓN.....	111
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	111
16.2	Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, 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.....	111
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.....	111
16.4	Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.	111
17.	EMPLEADOS.....	112
17.1	Número de empleados y desglose	112
17.2	Acciones y opciones de compra de acciones.....	112
17.3	Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor	113
18	ACCIONISTAS PRINCIPALES.....	114
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.....	114
18.3	El control de Repsol YPF.....	114
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.....	114
19.	OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS.....	115
20.	INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.....	116
20.2	Información financiera pro-forma	116
20.3	Estados financieros.....	116
20.4	Auditoría de la información financiera histórica anual.....	116
20.5	Edad de la información financiera más reciente.....	116
20.6	Información intermedia y demás información financiera.....	117
20.7	Política de dividendos	121
20.8	Procedimientos judiciales y de arbitraje.....	122
20.9	Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor	135
21.	INFORMACIÓN ADICIONAL	136
21.1	Capital social.....	136
21.2	Estatutos y escritura de constitución	137
22.	CONTRATOS RELEVANTES	141
23.	INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.....	143
23.1	Declaraciones o informes atribuidos a expertos	143
23.2	Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.....	143

24.	DOCUMENTOS PARA CONSULTA	144
25.	INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES	145
C)	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2008.....	147
D)	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2007.	148

I. FACTORES DE RIESGO

Los ingresos y las operaciones de Repsol YPF son objeto de riesgos procedentes de los cambios que experimentan las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, normativas, sociales, industriales, financieras y de negocio.

En la actualidad, como consecuencia de la crisis financiera global y de la incertidumbre que rodea al entorno económico puede que determinados riesgos ganen peso ya sea a título individual o en conjunto. Es posible que el precio y los márgenes del gas y del petróleo permanezcan en niveles inferiores a los de años anteriores, debido, entre otros factores, a la reducción de la demanda y algunos otros factores. Al mismo tiempo, las distintas administraciones nacionales, regionales y municipales pueden experimentar una mayor presión en lo que respecta al ámbito de las finanzas públicas, lo que podría desencadenar en un aumento de los impuestos y una mayor regulación de los sectores del gas y del petróleo. Se trata, asimismo, de unos factores que podrían conllevar la intensificación de la competencia en torno a los márgenes disponibles. Por su parte, es posible que la capacidad de Repsol YPF de mantener su programa de inversiones se vea afectada por si se prolonga un aumento de las limitaciones a las que actualmente están sometidos los mercados de capitales, especialmente en el caso de los mercados de deuda debido a que están sufriendo una falta de liquidez, todo ello en un momento en el que nuestros flujos de efectivo podrían verse sometidos a una mayor presión. Además, Repsol YPF podría verse obligada a pagar intereses más altos para obtener financiación de terceros. Por otra parte, la situación financiera y económica podría entrañar consecuencias negativas para aquellos terceros con quienes opera o podría operar. Cualquiera de estos factores, considerados a título individual o junto con los factores mencionados a continuación, puede repercutir de manera desfavorable en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones del Grupo Repsol YPF.

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

1. FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES DEL GRUPO 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 enormes variaciones, 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, tales como tormentas y huracanes, que sacuden sobre todo el Golfo de México, el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, tales como China e India, así como conflictos importantes como el de Irak, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo, junto con 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 2008, la cotización media del precio del crudo *West Texas Intermediate* (el “**WTI**”) ascendió a 99,75 dólares por barril, frente a una media de 46,92 dólares por barril registrada durante el período 1999-2008, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 19,30 dólares en 1999.

Tanto el precio del crudo de referencia internacional, como la demanda pueden sufrir también fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos. La actual debilidad de la demanda

continúa influyendo a la baja sobre el precio de las materias primas. En 2008, los precios del crudo disminuyeron en torno a un 70% tras alcanzar el máximo de 145 dólares por barril (WTI) en julio de 2008, reflejando, así, una importante ralentización de la economía global, pese a la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de reducir la producción. Entre diciembre de 2008 y septiembre de 2009, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 35 y 75 dólares por barril.

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.

Sujeción de la actividad de Repsol YPF 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 las dificultades para el transporte del gas natural. Dada la importante inversión global en infraestructuras que se precisa, se espera que los precios del gas natural en las regiones en las que opera Repsol YPF permanezcan por debajo de los que predominan en aquellas en las que existe una fuerte demanda y unas redes de transporte adecuadas, como es el caso de Estados Unidos.

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. Con el fin de abastecer a sus clientes en España y en otros mercados, Gas Natural SDG, S.A. (“**Gas Natural**” y, con sus sociedades filiales, el “**Grupo Gas Natural**”), en la que Repsol YPF posee una participación del 30%, ha celebrado contratos a largo plazo para la compra de gas natural de Argelia y Noruega, además de los de gas natural licuado (“**GNL**”) de Nigeria, Libia, Trinidad y Tobago, y Qatar. 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 fuentes, 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 y España que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela y Trinidad y Tobago. 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.

Cualquiera de los factores mencionados anteriormente podría afectar significativa y negativamente al negocio, al resultado de las operaciones o a la situación financiera de Repsol YPF.

Presencia significativa de Repsol YPF en Argentina

A 30 de septiembre de 2009 y a 31 de diciembre de 2008, aproximadamente el 19,1% y el 25%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose

fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado operativo, en torno al 27,8% a 30 de septiembre de 2009 y 21% a 31 de diciembre de 2008 procedía de las actividades acometidas en dicho país.

En las últimas décadas la economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa, incluidos numerosos periodos de crecimiento bajo o negativo, así como unos niveles elevados y variables de inflación y devaluación monetaria. Desde la última crisis sufrida en los años 2001 y 2002, la economía argentina ha crecido a un ritmo rápido, con un aumento del PIB, en términos reales, del 8,7% en 2003, 9,0% en 2004, 9,2% en 2005, 8,5% en 2006, 8,7% en 2007 y 6,8% en 2008. No obstante, no puede garantizarse que tales índices de crecimiento vayan a mantenerse en el ejercicio 2009 o posteriores, ni que la economía no vaya a contraerse (según el informe del Fondo Monetario Internacional (el “FMI”) publicado en octubre de 2009, se espera una contracción de la economía argentina del orden del 2,5% en 2009). La economía argentina sigue siendo sensible a, entre otros, al abaratamiento del precio de las materias primas, a la limitación de la financiación e inversión internacionales en infraestructuras y al incremento de la inflación. De hecho, la inflación sostenida en este país podría incrementar los costes operativos de Repsol YPF, en concreto, los costes laborales, lo que, a falta de un encarecimiento correlativo del precio de sus productos, podría afectar negativamente al resultado de sus operaciones y a su situación financiera. Por otra parte, Argentina ha reestructurado una parte sustancial de su deuda, además de amortizar íntegramente la deuda contraída con el FMI. El país pretende, asimismo, liquidar la parte no reestructurada de su deuda exterior, así como las demandas interpuestas ante tribunales internacionales por empresas extranjeras durante la crisis. Si las condiciones económicas del país se deteriorasen podría repercutir negativamente en los negocios, el resultado de las operaciones y la situación financiera de Repsol YPF.

Tanto el negocio de Repsol YPF como sus resultados operativos se han visto, y pueden continuar viéndose, afectados por los riesgos y los acontecimientos económicos, políticos y normativos de Argentina. En concreto, en el pasado, el sector energético e YPF, S.A. (“YPF”), participada al 84,04% por Repsol YPF, ya se han visto afectados por: dificultades a la hora de trasladar el impacto de las tasas de inflación interna y los precios del crudo y de los productos secundarios cotizados en dólares a los precios internos fijados en pesos; dificultades para incrementar los precios internos de venta de hidrocarburos y; la tributación de un impuesto específico dirigido a las exportaciones de hidrocarburos. Estas y otras políticas, así como otras medidas normativas argentinas, podrían redundar negativamente en el negocio, el resultado de las operaciones y la situación financiera de Repsol YPF en dicho país.

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 los incrementos en los precios internacionales del crudo y de otros combustibles, y de las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios locales, así como de aumentar los precios locales del gas natural (en concreto en el caso de los clientes residenciales), de la gasolina y del diesel en consonancia con el incremento en los costes de producción oportunos;
- incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- en relación con la política del Gobierno argentino de dar prioridad absoluta a la demanda interna, las órdenes normativas de suministrar gas natural y otros productos hidrocarbúricos al mercado minorista local por encima de las cantidades previamente contratadas;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna;

- la importación de determinados combustibles derivados de hidrocarburos a precios internacionales para satisfacer la demanda local a unos precios significativamente inferiores;
- regulaciones encaminadas a la imposición de requerimientos de abastecimiento más estrictos, sanciones y otras acciones por parte de las autoridades administrativas en respuesta a los déficit de combustible en las estaciones de servicio;
- incremento de los impuestos a las ventas locales de combustible no compensados por incrementos en los precios;
- el vencimiento o la imposibilidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- posibles conflictos entre la normativa o los impuestos establecidos o gestionados por las provincias y los establecidos por leyes federales;
- la adopción o imposición de exigencias más estrictas en lo que respecta a la calidad de los productos derivados del petróleo en Argentina, como así también requerimientos en materia medioambiental vinculados a las operaciones que desarrollamos; y
- una mayor devaluación del peso frente a otras divisas que podría afectar de manera adversa a la situación financiera y a los resultados de las operaciones de las empresas argentinas, así como su capacidad para hacer frente a sus obligaciones en moneda extranjera.

En los últimos años se han incrementado e impuesto nuevos gravámenes a las exportaciones. En relación a los gravámenes a la exportación de crudo y otros productos derivados, la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción argentino, publicada el 16 de noviembre de 2007, dispone que cuando el precio internacional del WTI exceda el precio de referencia, que se fija en 60,9 dólares por barril, el productor podrá cobrar 42 dólares por barril, quedando el resto retenido por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI fuera inferior al de referencia, pero superior a 45 dólares por barril, se aplicará una retención del 45%. Si dicho precio está por debajo de los 45 dólares por barril, el gobierno fijará el impuesto a la exportación correspondiente en un plazo de 90 días hábiles. A pesar de que la cotización media del precio del WTI ha llegado a situarse en los últimos tiempos por debajo de los 45 dólares por barril, el Gobierno argentino no fijó un porcentaje de retención diferente y continuó aplicándose el tipo del 45% durante ese periodo. El porcentaje de retención determinado con arreglo a lo anterior se aplica también en la actualidad al diesel, a la gasolina y a otros productos derivados del petróleo. Asimismo, el procedimiento de cálculo arriba descrito se aplica también a otros productos petrolíferos y lubricantes en función de los distintos tipos de retención, precios de referencia y precios permitidos a los productores.

En cuanto a los productos de gas natural, la Resolución N° 127/2008 del Ministerio de Economía y Producción argentino dispuso incrementos en los gravámenes a la exportación de gas natural, elevando el tipo del 45% al 100%, tomando como base de tasación para su cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto a los productos de GLP (incluidos propano, butano y mezclas de los mismos), dicha resolución preveía que, en caso de que el precio internacional del producto oportuno, según informe diariamente la Secretaría de Energía argentina, se mantenga por debajo del valor de referencia que establece dicha Resolución para cada producto (338 dólares/m³ en el caso del propano; 393 dólares/m³ del butano; y 363 dólares/m³ de la mezcla de ambos), el tipo aplicable será del 45%. Si el precio internacional superase el valor de referencia, el productor podría cobrar el importe máximo permitido por la Resolución en relación con el producto en cuestión (223 dólares/m³ en el caso del propano; 271 dólares/m³ del butano, y 250 dólares/m³ de la mezcla de

ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación.

Como resultado de los incrementos de los impuestos a la exportación mencionados anteriormente, 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 el resultado de las operaciones de YPF. Repsol YPF no puede asegurar que estas retenciones no continuarán o se incrementarán en el futuro o que no vayan a establecerse nuevos impuestos, a la vez que tampoco puede asegurar que YPF pueda renegociar sus contratos en términos aceptables.

La Ley de Hidrocarburos (Ley N° 17.319) de Argentina permite las exportaciones de hidrocarburos en tanto y en cuanto no se requieran en el mercado local y siempre que se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 y los reglamentos afines exigen que se tengan en cuenta las necesidades del mercado local en el momento de autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos años, las autoridades de este país han adoptado una serie de medidas que se han traducido en significativas restricciones a las exportaciones de gas natural de Argentina y la política actual del gobierno es no permitir dichas exportaciones, salvo aquellas destinadas al sector residencial de algunos países.

Debido a lo anterior, 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, aunque no puede asegurarse que dicha posición vaya a prevalecer.

Asimismo, la vigencia de determinadas autorizaciones sobre la exportación de gas natural con posterioridad a determinadas fechas concretas está sujeta al análisis de las reservas de gas natural en la cuenca Noroeste por parte de la Secretaría de Energía argentina. El resultado de dicho análisis es incierto y, en el caso de que determine que las reservas no son adecuadas, podría afectar negativamente al cumplimiento por parte de YPF de sus contratos de exportación de gas natural ligados a dichas autorizaciones.

Las exportaciones de petróleo, así como la exportación de la mayor parte de los productos hidrocarbúricos precisan en la actualidad la autorización previa de la Secretaría de Energía (a tenor del régimen establecido con arreglo a la Resolución S.E. N° 1679/04 y sus modificaciones y complementos). Aquellas empresas petroleras que tengan intención de exportar petróleo crudo o GLP deben demostrar primero que la demanda local de dicho producto ha sido satisfecha o que ya se ha ofrecido y rechazado la venta del producto a los compradores locales, mientras que, por su parte, las refinerías que deseen exportar diesel deben demostrar también primero que la demanda local ha sido debidamente satisfecha. Como, en la actualidad, la producción local de diesel no satisface las necesidades de consumo local en Argentina, YPF no puede vender su producción en el mercado de exportaciones desde 2005 y, por ende, se ha visto obligada a venderlo en el mercado interior a precios bastante inferiores.

Repsol YPF no puede predecir durante cuánto tiempo seguirán vigentes estas medidas o si éstas u otras podrían afectar de manera adversa y significativa a las exportaciones de gas, crudo y diesel u otros productos y, por tanto, al resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes al sector del gas y del petróleo, y dependencia de Repsol YPF 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. De materializarse dichos riesgos, el Grupo podría sufrir pérdidas sustanciales y la interrupción de sus operaciones. Además, estas actividades están sujetas a determinadas obligaciones de pago de impuestos y *royalties*, que, por norma general, son bastante elevados si se compara con los impuestos de otros negocios.

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, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

Regulación de las actividades de Repsol YPF

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias tales 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 sobre el desarrollo 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.

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 *royalties* e impuesto de sociedades. 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 está presente en numerosos países de todo el mundo, incluido Irán. Sin embargo, legislación estadounidense como la Ley de Sanciones contra Irán de 1996 (*Iran Sanctions Act of 1996*), modificada y ampliada por la Ley de ampliación de la LSIL de 2001 (*ILSA Extension Act of 2001*) y por la Ley de apoyo a la libertad en Irán de 2006 (*Iran Freedom Support Act of 2006*) (la “**Ley de Sanciones**”), puede afectar a las operaciones de Repsol YPF en Irán. Así, por ejemplo, la Ley de Sanciones requiere que, en determinadas circunstancias, el Presidente de Estados Unidos imponga dos o más de las sanciones previstas a sociedades que realicen determinadas actividades comerciales o inversiones en Irán. Estas sanciones incluyen, entre otras:

- la prohibición de obtener préstamos de instituciones de crédito estadounidenses, contratos con la administración estadounidense y la exportación de determinada tecnología americana; y
- la imposición de sanciones que restrinjan las importaciones de las sociedades sancionadas.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas por parte del gobierno de Estados Unidos en lo que respecta a esta legislación, incluida la Ley de Sanciones.

Además, Ecuador y Bolivia están adoptando nuevas normativas en materia de hidrocarburos como resultado de la implantación de sus nuevas constituciones. La dirección de Repsol YPF no puede predecir las consecuencias que se derivarán de las modificaciones de la normativa en materia de hidrocarburos para sus operaciones en estos países ni tampoco si dichos países adoptarán nuevas medidas.

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, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, y la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos. Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Localización de la mayoría de las reservas de Repsol YPF en países en vías de desarrollo

La mayoría de las reservas de hidrocarburos de Repsol YPF se hallan en países fuera de la Unión Europea y de Estados Unidos, algunos de los cuales presentan inestabilidades políticas o económicas. A 31 de diciembre de 2008, el 90,5% de las reservas probadas netas de Repsol YPF de hidrocarburos estaban en Latinoamérica y un 7,2 % en el Norte de África y Medio Oriente.

En los países en vías de desarrollo, tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, incluidos el incremento de impuestos y *royalties*, 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 de Repsol YPF. 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 tales acontecimientos.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas de Repsol YPF

Las reservas probadas de petróleo y gas de Repsol YPF se calculan con arreglo a las pautas establecidas por la *Securities and Exchange Commission (SEC)*. Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con una certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en los yacimientos conocidos se pueden recuperar en las condiciones económicas y operativas que imperan.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que 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;
- sucesos tales como adquisiciones y ventas, nuevos hallazgos y ampliaciones de campos existentes, así como la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas;
- fluctuaciones en las condiciones económicas y de mercado; y
- 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. Las modificaciones de las normas tributarias y otros reglamentos administrativos pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas.

Muchos de los factores, suposiciones y variables que intervienen en la estimación de las reservas probadas escapan al control de Repsol YPF y pueden perder validez con el tiempo. Por consiguiente, la medición de las reservas no es exacta y está sujeta a revisiones. Cualquier revisión a la baja de las cantidades estimadas de reservas podría repercutir negativamente en los resultados financieros de Repsol YPF, conduciendo a un incremento de los costes por depreciación y amortización o a diferencias en el valor real de los activos, lo cual puede reducir las ganancias y el patrimonio de los accionistas.

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, Repsol YPF contrata 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, mientras que los ingresos y gastos de dichas sociedades son convertidos a euros al tipo de cambio medio acumulado del periodo en el que se produjeron. 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.

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 tales como la seguridad y los controles medioambientales.

2. RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de 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 YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello, viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos 12 meses (véase epígrafe 10.5 del presente Documento de Registro).

Riesgo de crédito

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, que se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas.

Riesgo de mercado

- ***Riesgo de fluctuación de cambio:*** (véase “*Riesgo de fluctuación del tipo de cambio*” de la Sección I “Factores de Riesgo”).
- ***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 “*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 de Repsol YPF en el sector de gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*” de la Sección I “Factores de Riesgo”).
- ***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 5—“*Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas*” y en la Nota 38 “*Operaciones con derivados*” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2008, 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.

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° 809/2004, de la Comisión Europea de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE (el **“Reglamento 809/2004”**), y al amparo del artículo 19.2 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, 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 YPF y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2008⁽¹⁾; y
- D) Cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2007⁽²⁾.

Las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF y sus sociedades dependientes correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007, así como el informe de gestión consolidado de Repsol YPF correspondiente al ejercicio 2008 han sido depositados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la **“CNMV”**).

En el presente Documento de Registro, los términos **“Repsol YPF”**, **“Grupo Repsol YPF”** o **“Grupo”** se refieren a Repsol YPF, S.A. 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”**) y el término **“pesos”** se refiere a pesos argentinos.

(1) Incluyen, confirme a lo previsto en las NIIF, información comparativa con el año 2007.

(2) Incluyen, confirme a lo previsto en las NIIF, información comparativa con el año 2006.

A) TABLA DE EQUIVALENCIA

(Tabla de equivalencia, de conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, entre el Anexo I del Reglamento 809/2004, las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007, y el informe de gestión consolidado de Repsol YPF correspondiente al ejercicio 2008)

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
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.	—	N/A
4. FACTORES DE RIESGO⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas. • Informe de gestión: Situación Financiera. • Informe de gestión: Factores de riesgo del negocio. 	N/A
5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR		
5.1 Historial y Evolución del emisor		
5.1.1 <i>Nombre legal y comercial</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Bases de presentación 	N/A
5.1.2 <i>Lugar y número de registro</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Bases de presentación 	N/A
5.1.3 <i>Fecha de constitución y período de actividad</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Bases de presentación 	N/A
5.1.4 <i>Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social.⁽¹⁾</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Bases de presentación • Nota 2: Marco regulatorio 	N/A
5.1.5 <i>Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor.</i>	—	N/A

(1) La información exigida en el Anexo I se incluye parcialmente en las cuentas anuales correspondientes a los ejercicios 2008 y/o 2007 o, en su caso, en el informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008. Dicha información se complementa 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 correspondientes a los ejercicios 2008 y/o 2007 ni, en su caso, en el informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008. Dicha información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo “N/A” significa que la información exigida en el Anexo I se recoge actualizada en las cuentas anuales consolidadas y/o en el informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008 y, por tanto, no resulta aplicable la información recogida en las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2007.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
5.2 Inversiones		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 8: Fondo de comercio • Nota 9: Otro inmovilizado intangible. • Nota 10: Inmovilizado material • Nota 11: Inversiones inmobiliarias. • Nota 13: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación. • Nota 15: Activos financieros corrientes y no corrientes. • Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación. • Anexo I: Principales variaciones del perímetro de consolidación. • Informe de gestión: Áreas de negocio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 7: Propiedades, planta y equipo. • Nota 9: Fondo de comercio • Nota 10: Otros activos intangibles. • Nota 12: Inversiones registradas por puesta en equivalencia. • Anexo I b): Principales variaciones del perímetro de consolidación.
5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 10: Inmovilizado material • Nota 15: Activos financieros corrientes y no corrientes. • 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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 37: Pasivos contingentes y compromisos. • Informe de gestión: Áreas de negocio. 	N/A
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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 29: Información por segmentos. • Informe de gestión: Áreas de negocio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 29: Información por segmentos.
6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos	—	—
6.2 Mercados principales ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Entorno macroeconómico. 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
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 Sociedades dependientes del emisor	<ul style="list-style-type: none"> • Anexo I: Principales sociedades participadas. • Anexo II: Activo y operaciones controladas conjuntamente. 	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.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 10: Inmovilizado material • Nota 36: Contratos de arrendamiento operativo. 	N/A
8.2 Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 39: Información sobre medio ambiente. • Informe de gestión: Seguridad y medio ambiente. 	N/A
9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO		
9.1 Situación financiera	—	—
9.2 Resultados de Explotación		
9.2.1 <i>Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor⁽¹⁾.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Áreas de negocio. 	N/A
9.2.2 <i>Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor.</i>	—	—
9.2.3 <i>Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor⁽¹⁾.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Entorno macroeconómico. 	—

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
10. RECURSOS FINANCIEROS		
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y largo plazo ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Riesgos financieros-riesgo de liquidez • Nota 6: Gestión del capital • Nota 15: Activos financieros corrientes y no corrientes. • Nota 17: Patrimonio neto • Nota 19: Pasivos financieros • Nota 22: Subvenciones y otros pasivos no corrientes. • Nota 28: Ingresos y gastos financieros. • Nota 38: Operaciones con derivados. • Informe de gestión: Situación financiera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado. • Nota 5: Gestión de capital • Nota 13: Activos financieros corrientes y no corrientes. • Nota 16: Patrimonio neto • Nota 19: Financiación recibida • Nota 22: Otros pasivos no corrientes. • Nota 28: Ingresos y gastos financieros. • Nota 38: Operaciones con derivados.
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 27: Ingresos y gastos de explotación. • Nota 28: Ingresos y gastos financieros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 27: Ingresos y gastos de las operaciones continuadas antes de cargas financieras. • Nota 28: Ingresos y gastos financieros.
10.3 Condiciones de los préstamos y estructura de financiación.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 6: Gestión del capital • Nota 19: Pasivos financieros 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 6: Gestión del capital • Nota 19: Financiación recibida
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	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: Innovación y tecnología. 	—
12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS		
12.1 Tendencias recientes más significativas ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Entorno macroeconómico. 	N/A
12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 37: Pasivos contingentes y compromisos. • Informe de gestión: Áreas de negocio. 	N/A
13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS		N/A
13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado B. 	N/A
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos.	—	N/A
15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS		
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 32: Incentivos a medio y largo plazo. • Nota 34: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo. • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B1, G3 y G4. 	N/A
15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 21: Provisión para pensiones y obligaciones similares. • Nota 34: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo. • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo. Apartados B1, G3 y G4. 	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 administrativo, 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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, apartado I. 	N/A
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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado B. 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado F. 	N/A
17. EMPLEADOS		
17.1 Número de empleados y desglose ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 35: Plantilla • Informe de Gestión: Áreas corporativas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 35: Plantilla
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A3. 	N/A
17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.	—	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 ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 17: Patrimonio neto • Informe de gestión: Contenido Adicional del Informe de gestión, Apartado C. • 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado D. • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A. 	N/A
18.3 El control de Repsol YPF	—	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
19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 33: Información sobre operaciones con partes vinculadas. • Nota 34: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo. • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 33: Información sobre operaciones con partes vinculadas. • Nota 34: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.		
20.1 Información financiera histórica auditada	<ul style="list-style-type: none"> • Estado financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdida y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos • Notas 1 a 41 • Informe de gestión: Información económico-financiera. • Informe de gestión: Áreas de negocio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuentas de resultados – Estado de flujos de efectivo. – Estado de cambios en el patrimonio neto. • Notas 1 a 41
20.2 Información financiera pro-forma	—	—
20.3 Estados financieros	—	—
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual.		
20.4.1 <i>Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica.</i>	—	—
20.4.2 <i>Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.</i>	—	—
20.4.3 <i>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.</i>	—	—
20.5 Edad de la información financiera más reciente	—	—
20.6 Información intermedia y demás información financiera.	—	—
20.6.1 <i>Información financiera intermedia</i>	—	—
20.6.2 <i>Información financiera intermedia adicional</i>	—	—
20.7 Política de dividendos ⁽¹⁾	• Nota 18: Dividendos	• Notas 17: Dividendos
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 7: Estimaciones y juicios contables. • Nota 25: Situación Fiscal—Otra información con trascendencia fiscal. • Nota 37: 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		

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
21.1.1 <i>Importe del capital emitido</i> ⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 17: Patrimonio neto • Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado A. 	N/A
21.1.2 <i>Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.</i>	—	N/A
21.1.3 <i>Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales</i> ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 17: Patrimonio neto • Informe de gestión: Situación financiera. • Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado A. 	N/A
21.1.4 <i>Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.</i>	—	N/A
21.1.5 <i>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.</i>	—	N/A
21.1.6 <i>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</i> ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 31: Desinversiones • Informe de Gestión: Áreas de negocio–YPF 	N/A
21.1.7 <i>Historial del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 17: Patrimonio neto 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros: Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 16: Patrimonio Neto
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 <i>Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.</i>	—	N/A
21.2.2 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.</i>	—	N/A
21.2.3 <i>Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 2: Marco regulatorio–España • Nota 17: Patrimonio Neto • Informe de gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10 	N/A
21.2.4 <i>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.</i>	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2008	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS 2007
21.2.5 <i>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.</i>	—	N/A
21.2.6 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado D. 	N/A
21.2.7 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.</i>	—	N/A
21.2.8 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado D. 	N/A
22. CONTRATOS RELEVANTES⁽¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: Áreas de negocio. (Gas Natural SDG. Proceso de compra de Unión Fenosa). • Informe de Gestión: Contenido adicional del informe de gestión, Apartado H. 	—
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	—	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 de Repsol YPF y sus sociedades dependientes, correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007 ni en el informe de gestión consolidado de Repsol YPF correspondiente al ejercicio 2008)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Identificación de las personas responsables

Fernando Ramírez Mazarredo, en nombre y representación de Repsol YPF, en su condición de Director General Económico Financiero, y en ejercicio de las facultades generales que le fueron conferidas en virtud de escritura pública de poder otorgada el 20 de junio de 2005 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.

Fernando Ramírez Mazarredo, 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 YPF, S.A. así como las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (“**Deloitte**”), sin salvedades.

Deloitte está domiciliada en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, número 1, con C.I.F. B-79104469 y nº S0692 de inscripción en el registro oficial de auditores de cuentas.

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 de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2009, acordó reelegir como auditor de cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su grupo consolidado a Deloitte, por un periodo de una anualidad. Asimismo, la citada Junta General acordó encomendar a Deloitte la realización de los demás servicios de auditoría exigidos por la ley que precisare Repsol YPF, S.A. hasta la celebración de la próxima Junta General Ordinaria.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las cuentas consolidadas correspondientes a los ejercicios 2008, 2007 y 2006 han sido preparadas 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 (las “NIIF”), tal como han sido emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB), así como con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006, respectivamente. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB; sin embargo estas diferencias no tienen impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF para los ejercicios presentados.

La información financiera consolidada seleccionada del Grupo Repsol YPF correspondiente a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006, es la siguiente:

	31/12/08	Var. 08-07	31/12/07	Var. 07-06	31/12/06
BALANCE CONSOLIDADO <i>(Información auditada y según NIIF)</i>	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)
ACTIVO					
Activo no corriente.....	34.577	9,63	31.541	1,62	31.039
Activo corriente.....	14.852	(4,94)	15.623	10,32	14.162
Total Activo	49.429	4,80	47.164	4,34	45.201
Patrimonio Neto	21.270	11,00	19.162	6,21	18.042
PASIVO					
Pasivo no corriente	17.138	2,95	16.647	(2,56)	17.084
Pasivo corriente	11.021	(2,94)	11.355	12,70	10.075
Total Patrimonio Neto y Pasivo	49.429	4,80	47.164	4,34	45.201

	31/12/08	Var. 08-07	31/12/07	Var. 07-06	31/12/06
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA <i>(Información auditada y según NIIF)</i>	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)
EBITDA.....	8.160	(4,82)	8.573	(5,30)	9.053
Ingresos de explotación	60.975	9,03	55.923	1,53	55.080
Gastos de explotación.....	55.892	11,53	50.115	1,92	49.169
Resultado de explotación.....	5.083	(12,48)	5.808	(1,74)	5.911
Resultado Financiero.....	(372)	(66,07)	(224)	53,52	(482)
Resultado antes de impuestos y participadas.....	4.711	(15,48)	5.584	2,86	5.429
Resultado consolidado del ejercicio	2.837	(15,44)	3.355	0,2	3.348
Resultado atribuido a la sociedad dominante	2.711	(14,96)	3.188	2,04	3.124
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros).....	2,23	(14,56)	2,61	2,04	2,56

PRINCIPALES RATIOS FINANCIEROS (<i>Información no auditada</i>)	31/12/08	31/12/07	31/12/06
Deuda neta/capital empleado ⁽¹⁾ (%).....	11,9	13,4	17
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) ⁽²⁾ (%).....	14,0	17,7	18,5
Rentabilidad sobre activos (ROA) ⁽³⁾ (%).....	6,3	7,5	8,0
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽⁴⁾ (%).....	11,3	13,4	14,3
PER ⁽⁵⁾	6,77	9,34	10,23

(1): Deuda neta/capital empleado es la deuda neta/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta al final del periodo).

(2): ROE es el resultado atribuido a la sociedad dominante/fondos propios medios.

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

(4): 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 periodo).

(5): PER es la 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 YPF correspondiente a 30 de septiembre de 2009, es la siguiente:

BALANCE CONSOLIDADO (Según NIIF)	30/09/09 (millones €) (información no auditada)	Var. (%)	31/12/08 (millones €) (información auditada)
ACTIVO			
Activo no corriente.....	43.472	25,73	34.577
Activo corriente.....	14.543	(2,08)	14.852
Total Activo	58.015	17,37	49.429
Patrimonio Neto	21.631	1,70	21.270
PASIVO			
Pasivo no corriente	24.609	43,59	17.138
Pasivo corriente	11.775	6,84	11.021
Total Patrimonio Neto y Pasivo	58.015	17,37	49.429
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA (Información no auditada y según NIIF)	30/09/09 (millones €)	Var. (%)	30/09/08 (millones €)
EBITDA.....	4.803	(34,72)	7.358
Ingresos de explotación.....	34.720	(29,55)	49.280
Gastos de explotación.....	32.236	(27,08)	44.208
Resultados de explotación.....	2.484	(51,03)	5.072
Cargas financieras	(278)	(17,80)	(236)
Resultado antes de impuestos y participadas.....	2.206	(54,38)	4.836
Resultado del período.....	1.391	(53,56)	2.995
Resultado atribuible a la sociedad dominante	1.257	(55,36)	2.816
Beneficio por acción atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (en euros).....	1,04	(55,17)	2,32

PRINCIPALES RATIOS FINANCIEROS (<i>Información no auditada</i>)	30/09/09	30/09/08
Deuda neta/capital empleado ⁽¹⁾ (%).....	29,6	14,8
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) ⁽²⁾ (%).....	8,2	18,8
Rentabilidad sobre activos (ROA) ⁽³⁾ (%).....	3,8	8,4
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽⁴⁾ (%).....	6,4	14,7
PER ⁽⁵⁾	17,9	9,0

(1): Deuda neta/capital empleado es la deuda neta/(patrimonio neto+acciones preferentes+deuda neta al final del periodo).

(2): ROE es el Resultado atribuido a la sociedad dominante/fondos propios medios.

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

(4): 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).

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

La información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre y al tercer trimestre de 2009 ha sido depositada en la CNMV. Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005 (la “**Orden EHA/3537/2005**”), se incorpora por referencia al presente Documento de Registro dicha información intermedia, que puede consultarse en la página *web* de Repsol YPF (www.repsol.com) y en la página *web* de la CNMV (www.cnmv.es).

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 YPF, así como los riesgos financieros. En la Nota 5— “*Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 y en el apartado “*Situación financiera*” y “*Factores de riesgo del negocio*” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se incluye un mayor detalle de los riesgos financieros relativos al Grupo Repsol YPF.

5. INFORMACIÓN SOBRE LA SOCIEDAD

5.1 Historial y evolución del emisor

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

Repsol YPF es una sociedad anónima que se constituyó el 12 de noviembre de 1986 y que opera bajo la normativa española. Repsol YPF tiene su dirección en Paseo de la Castellana, 278, 28046 Madrid, España y su número de teléfono es: (+34) 91 753 8000. Asimismo, en el domicilio social se encuentra la Oficina de Información al Accionista, cuyo número de teléfono es (+34) 900 100 100.

Repsol YPF es una compañía petrolera integrada que opera en todos los aspectos del negocio del petróleo y el gas, incluyendo la exploración, desarrollo y producción del crudo y gas, el transporte de productos petrolíferos, GLP y gas natural, el refinado del petróleo, la producción petroquímica y el *marketing* del petróleo, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural.

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 (el “**INH**”), una entidad de Derecho público española que operaba como 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 YPF:

- 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*, en la Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange). Se inicia así el proceso de privatización de Repsol YPF.
- 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.
- Durante 1999 y como punto culminante de su expansión internacional, Repsol, S.A. adquiere el 99% de YPF, S.A. (“**YPF**”), la compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector. 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 YPF acuerda con Petersen Energía 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% (Véase epígrafe 22 del presente Documento de Registro).

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

Las inversiones realizadas a 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008, así como a 30 de septiembre de 2009, por áreas de negocio, son las que se detallan a continuación:

INVERSIONES POR ÁREAS DE NEGOCIO	30/09/09	Var	31/12/08	Var	31/12/07	Var	31/12/06
	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)
<i>Upstream</i>	942	(20,44)	1.184	(17,72)	1.439	(47,48)	2.740
GNL.....	103	(57,44)	242	(37,47)	387	24,84	310
<i>Downstream</i>	1.209	(21,19)	1.534	63,89	936	(3,80)	973
YPF.....	618	(59,02)	1.508	9,75	1.374	7,85	1.274
Gas Natural SDG ⁽¹⁾	4.840	441,39	894	37,33	651	98,48	328
Corporación, otros y ajustes.....	81	(63,84)	224	(61,77)	586	423,21	112
TOTAL	7.793	39,51	5.586	3,96	5.373	(6,34)	5.737

(1) La inversión en el primer semestre de 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 del ejercicio 2008 (véase Sección II.C): Nota 8—“Fondo de Comercio”, Nota 9—“Otro inmovilizado intangible”, Nota 10—“Inmovilizado material”, Nota 11—“Inversiones inmobiliarias”, Nota 13—“Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, Nota 15—“Activos financieros corrientes y no corrientes”, Nota 30—“Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación” y Anexo I—“Principales variaciones del perímetro de consolidación”, así como en el apartado “Áreas de negocios” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008.

Asimismo se recoge dentro de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007 que se recogen la Sección II.D) del presente Documento de Registro: Nota 7—“Propiedades, planta y equipo”, Nota 9—“Fondo de comercio”, Nota 10—“Otros activos intangibles”, Nota 12—“Inversiones registradas por puesta en equivalencia” y Anexo I b)—“Principales variaciones del perímetro de consolidación”.

La información anterior se complementa con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre del ejercicio 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

Desde el 30 de junio de 2009, fecha de los últimos estados financieros publicados por Repsol YPF, S.A., hasta la fecha del presente Documento de Registro, no ha habido cambios significativos en la evolución de las principales inversiones del Grupo Repsol YPF, excepto por lo mencionado a continuación.

En el área de *Upstream* (E&P) desde el 30 de junio de 2009 destaca la terminación con resultado positivo del sondeo exploratorio Lubina en el Mediterráneo español. Adicionalmente, el sondeo exploratorio Angostura en las aguas del Golfo de México estadounidense se terminó en el mes de septiembre con resultado negativo.

El 25 de septiembre de 2009, Repsol YPF inauguró la primera terminal de GNL en Canadá. La citada terminal tiene una capacidad de 1.000 millones de pies cúbicos al día, suficiente para suministrar a 5

millones de hogares. Se trata de la primera terminal de GNL construida en la costa este de Norteamérica en 30 años, y la primera en Canadá. El proyecto ha sido realizado por Repsol YPF y la compañía canadiense Irving Oil, que operarán conjuntamente las nuevas instalaciones.

5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso

La información relativa a este epígrafe que se recoge en la Nota 10—“*Inmovilizado material*”, Nota 15—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (véase Sección II.C)), así como en el apartado “*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008, y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

La información anterior se complementa con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

Las principales inversiones en curso a la fecha del presente Documento de Registro son las que se detallan a continuación.

Campo Shenzi: Repsol YPF participa con un 28% en este campo en las aguas profundas del Golfo de México donde comenzó la producción de gas y petróleo a través de la plataforma de Shenzi en marzo de 2009 (unos meses antes de lo previsto). A septiembre de 2009 se encuentran en producción diez pozos y en los próximos meses se espera completar la perforación de los demás pozos de desarrollo adicionales así como iniciar el proyecto de inyección de agua. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en fase más inicial aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación recientes han ampliado el potencial esperado de esta área.

Bloque BM-S-9 (Brasil): En septiembre de 2007, Repsol YPF descubrió un campo petrolífero en las profundidades de las aguas de la Cuenca de Santos (Brasil), que fue denominado como “Carioca”. Este campo, en el que Repsol YPF tiene una participación del 25%, se encuentra en el Bloque BM-S-9. Entre 2008 y 2009, Repsol YPF ha realizado tres descubrimientos adicionales en el Bloque BM-S-9 (Guará, Iguazú y Abaré Oeste), y la compañía está estudiando el nivel de capital necesario para evaluar y desarrollar estos descubrimientos y ponerlos en producción en el medio plazo. A continuación se detalla brevemente algunos aspectos de los tres descubrimientos realizados recientemente en el bloque BM-S-9:

- Repsol YPF y sus socios Petrobras y British Gas (BG Group), están realizando trabajos para definir el potencial de recursos recuperables en el área de **Guará** (descubrimiento de 2008), en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la Cuenca de Santos en Brasil. En septiembre de 2009 se obtuvieron excelentes resultados en las primeras pruebas de producción realizadas. Debido al alto potencial del campo, el consorcio ha decidido instalar en Guará una plataforma que permitirá producir 120.000 barriles equivalentes de petróleo al día, lo que le convertiría en el segundo campo en entrar en producción de toda el área presalina de la Cuenca de Santos.
- El 15 de abril de 2009 Repsol YPF anunció un nuevo hallazgo de hidrocarburos en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la Cuenca de Santos en Brasil. El pozo exploratorio **Iguazú** se localiza en la misma área de evaluación que Carioca, a 340 km. de la costa de Sao Paulo, y a una profundidad de 2.140 metros. Las primeras pruebas de producción en el sondeo muestran un crudo ligero de muy buena calidad. El consorcio descubridor está formado por Repsol YPF (25 % de participación), Petrobras (45% - Operadora) y British Gas (BG Group) (30%).
- El 15 de septiembre de 2009 Repsol YPF anunció un nuevo descubrimiento en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la Cuenca de Santos en Brasil con el sondeo **Abaré Oeste** a 290

km. de la costa de Sao Paulo, en una lámina de agua de 2.163 metros. Se están realizando trabajos para determinar la calidad del petróleo extraído. El consorcio descubridor continuará con los trabajos e inversiones necesarias para la evaluación del área.

Proyecto Margarita-Huacaya (Bolivia): Este importante proyecto de desarrollo se encuentra en el bloque Caipipendi al Norte del estado de Tarija en Bolivia. El bloque está operado por un consorcio integrado por Repsol YPF 37,5% (Operador), BG 37,5% y PAE 25,0 %. Actualmente está ultimado el Plan de Desarrollo conjunto de Margarita y Huacaya con el objetivo de iniciar los trabajos en 2010. El Plan de Desarrollo para los Campos Margarita y Huacaya consiste en elevar la producción del campo de los niveles actuales (2,3 Mm3d) a un plateau intermedio de 8,3 Mm3d (Fase I) a alcanzarse en 2012 y un plateau final de 14 Mm3d (Fase II) a alcanzarse en 2013.

Proyecto Reggane (Argelia): En la actualidad se está ultimando el lanzamiento del proyecto de Desarrollo de Reggane en Argelia. Este Plan de Desarrollo incluye la perforación y completación de 74 pozos, profundización de 10 pozos y realizar trabajos de completación (“workovers”) en 12 pozos existentes. El comienzo de producción está previsto para principios de 2014. Repsol YPF (Operador) participa en este proyecto con un 33,75%, RWE con un 22,50%, Edison con el 18,75% y la compañía nacional argelina Sonatrach con el 25%

Proyecto Kinteroni en Perú: En enero de 2008 Repsol YPF anunció un descubrimiento de gas en el bloque 57 de Perú, en el que es operador. Este yacimiento está próximo a los bloques de producción de gas que abastecen al proyecto de GNL de Camisea en el que Repsol YPF también participa. La gran dimensión de este descubrimiento y que tenga asociado un importante volumen de líquidos, le otorga un enorme potencial para la futura explotación de este bloque. Se ha definido un Plan de Desarrollo Temprano con la perforación de 6 pozos que permitirá el comienzo de la producción para 2012

Proyecto Cardón IV en Venezuela. El 4 de septiembre de 2009 Repsol YPF anunció un importante hallazgo de gas en el bloque Cardon IV con el sondeo *Perla 1X*. El yacimiento se estima que alberga 8,6 TCF de gas y adicionalmente un volumen importante de condensado que se está evaluando en la actualidad. El yacimiento se localiza en las costas del Golfo de Venezuela, al oeste del país, a una profundidad de agua de 60 metros, y podría extenderse en una superficie de 33 kilómetros cuadrados y un grosor de 240 metros. Todos estos datos están pendientes de confirmación a través de trabajos adicionales que se están concretando. Repsol YPF es el operador del pozo Perla 1X en consorcio con ENI al 50%. En la fase de desarrollo PDVSA participará con un 35%, Repsol YPF con un 32,5% y ENI con un 32,5%.

El desarrollo de los **bloques 56 y 88: Proyecto Camisea en Perú** (donde Repsol YPF participa con el 10%) se encuentra en fase avanzada. En julio de 2009 entraron en producción los 2 primeros pozos del desarrollo del yacimiento Cashiriari en el bloque 88 mientras que el campo de San Martín (productivo desde 2004) continúa su producción. En septiembre de 2008, comenzó la producción del campo de Pagoreni, situado en el Bloque 56. Se espera que el desarrollo de estos dos bloques esté prácticamente completado durante el año 2010, año en el que estará operativa la planta de licuado de gas de Perú LNG (20% Repsol YPF)

En junio de 2008, comenzó la producción en el campo “I/R” en Libia. Este campo está entre los Bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol YPF. La producción se inició con “Instalaciones de Producción Temprana” (*Early Production Facilities*) y una línea de exportación temporal y a 30 de septiembre de 2009 se encuentran en producción 13 pozos. Se espera completar las instalaciones de producción permanentes en 2012.

Proyectos Piracucá y Panoramix en Brasil: En 2009 se han realizado los descubrimientos de Panoramix, un descubrimiento de gas en aguas someras en el que Repsol YPF es el operador, y de

Piracucá, un yacimiento de crudo y gas con Petrobras como socio operador. Estos descubrimientos fortalecen la apuesta de Repsol YPF por esta región como vector de crecimiento en esta área *core* de Repsol YPF. Actualmente se están realizando los trabajos adicionales para definir el alcance de los descubrimientos y los futuros planes de desarrollo de estas áreas.

Proyecto Buckskin en el Golfo de México en EEUU: A principios del año 2009 Repsol YPF anunció un gran descubrimiento de crudo ligero con el pozo exploratorio Buckskin, en aguas profundas estadounidenses. Repsol YPF es el operador exploratorio del consorcio que explotará este bloque. Este pozo refuerza la posición de Repsol YPF en una de las áreas más rentables y con mayor potencial exploratorio del mundo. Se está preparando la perforación de un pozo de evaluación que ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo.

En el offshore de Trinidad y Tobago dentro de los trabajos de desarrollo adicionales el 27 de octubre se inició la producción de gas del campo Savonette cuyo gas va a la planta de licuefacción de GNL “Atlantic LNG”. Repsol YPF participa con un 30% y continuará en los próximos meses avanzando en el desarrollo de los campos del flanco norte.

Proyecto Perú LNG

En 2005, Repsol YPF firmó con la compañía norteamericana Hunt Oil el acuerdo para la entrada en el proyecto Perú LNG con una participación del 20%. El acuerdo supuso también la entrada en el yacimiento Camisea, en el que Repsol YPF participa con un 10% en los bloques 88 y 56.

El proyecto Perú LNG incluye la construcción y operación de una planta de licuación en Pampa Melchorita, en la que Repsol YPF participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. El suministro de gas natural a la planta procederá del yacimiento Camisea y se hará con la producción de los bloques 56 y 88, en una primera y segunda fase, respectivamente, hasta completar el volumen contratado.

El proyecto contempla, además, la comercialización en exclusiva por parte de Repsol YPF de toda la producción de la planta de licuación (prevista en más de 4,5 millones de toneladas al año). El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Perú LNG tendrá una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial.

En agosto de 2007 se produjo la entrada de Marubeni en el proyecto Perú LNG, con la compra de un 10% de participación a la empresa coreana SK. Las participaciones en el proyecto han quedado de la siguiente manera: 50% Hunt Oil, 20% SK, 20% Repsol YPF y 10% Marubeni. Por otro lado, en diciembre de 2007 se establecieron los acuerdos para la financiación del proyecto.

En septiembre de 2007, Repsol YPF resultó ganadora de la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en las costas mexicanas del Pacífico.

El contrato, cuyo valor estimado alcanza los 15.000 millones de dólares, 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 Comisión Federal de Electricidad de la zona centro occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Perú LNG.

En diciembre de 2007, Repsol YPF aprobó el proyecto integrado Perú LNG. A principios de 2008, se adjudicó el contrato de EPC (*Engineering, Purchase and Construction*) y se recibieron los permisos para la construcción de la planta que, al igual que el gasoducto, avanza de acuerdo con el calendario

previsto. Asimismo, comenzó el desarrollo del campo Cashiriari en el bloque 88, donde ya está en producción el yacimiento San Martín y continuaron los trabajos del bloque 56, según lo previsto.

Se espera que la planta esté operativa en 2010, comenzando a suministrar a diversos mercados de la costa americana del Pacífico, países asiáticos y México.

En 2007, en relación con el proyecto Perú LNG, Repsol YPF firmó contratos de arrendamiento en régimen de *time charter* para cuatro nuevos buques metaneros para el transporte de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques, que comenzarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 173.400 m³ de GNL cada una e incorporarán las últimas tecnologías.

Proyecto de ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena (España)

En diciembre, de 2007 Repsol YPF aprobó el proyecto de ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena cuya puesta en marcha está prevista para el 2011.

El proyecto contempla, entre otras unidades, un nuevo *hydrocracker* con una capacidad de 2,5 millones de toneladas/año, un nuevo *coker* de 3 millones de toneladas año, así como las unidades de destilación de crudo y de vacío, y las plantas de desulfuración (2,8 millones de toneladas/año) y de hidrógeno.

La puesta en marcha de las nuevas unidades permitirá a la refinería de Cartagena maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte. Más del 50% de la producción del complejo serán destilados medios, fundamentalmente gasóleos, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el creciente déficit de estos productos en España.

Incremento de conversión en la refinería de Bilbao (España)

En junio/julio de 2007 Repsol YPF y Petronor aprobaron el para el incremento de conversión en la refinería de Bilbao, cuya puesta en marcha está prevista para el 2011.

Este proyecto contempla la construcción de un nuevo *coker* que, con una capacidad prevista de 2 millones de toneladas/año, pretende aumentar el índice de conversión de la refinería de un 32% a un 63%. En julio de 2009, el Banco Europeo de Inversiones concedió un préstamo de 400 millones de euros para ayudar a su financiación.

Ampliación del complejo petroquímico de Sines en Portugal

En septiembre de 2008, se comenzaron las obras de ampliación del complejo petroquímico de Sines en Portugal, aunque recientemente se ha decidido retrasar el proyecto a la espera de un contexto más favorable. La inversión, aprobada en junio 2008, contempla la construcción de nuevas plantas de polietileno lineal y polipropileno. Este proyecto triplicaría la capacidad actual de poliolefinas del complejo petroquímico, incrementaría la capacidad del *craker* en un 40%, hasta alcanzar una producción de etileno de 570.000 toneladas al año, e implicaría la construcción de una planta de cogeneración de 45 MW.

La capacidad futura estimada de las nuevas plantas de polietileno y de polipropileno es de 300 kilotoneladas/año por planta estando previsto alcanzar casi 1 millón de toneladas de producción de poliolefinas en el *site*.

Planta de reformado catalítico continuo (CCR) en Argentina

se ha iniciado el proceso de construcción de la planta de reformado catalítico continuo (CCR) para el desarrollo del negocio de químico en Argentina, planta que se estima que estará operativa en 3 años y supondrá una inversión estimada superior a los 340 millones de dólares. La planta utilizará la última tecnología disponible para realizar procesos químicos de reformado de naftas a base de catalizadores, que implicará mejoras en términos de productividad, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente. El régimen de producción permitirá elaborar unas 200.000 toneladas anuales de compuestos aromáticos que pueden ser utilizados como mejoradores octánicos de las naftas destinadas al consumo automotor. Asimismo, producirá aproximadamente 15.000 toneladas de hidrógeno las que permitirán realizar los procesos de hidrogenado de combustibles para aumentar su calidad y disminuir el contenido de azufre, reduciendo aún más el impacto ambiental de los motores de combustión interna.

Nueva Sede Social

En noviembre de 2008, tras la obtención de las licencias y autorizaciones otorgadas por el Ayuntamiento de Madrid, se inició la construcción de la nueva sede social de Repsol YPF en la calle Méndez Álvaro, en los terrenos de la antigua sede de CLH. El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

La futura sede de Repsol YPF dispondrá de más de 66.000 m² sobre rasante, distribuidos en una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. Asimismo, contará con más de 56.000 m² subterráneos, repartidos en dos plantas de instalaciones y aparcamiento para unos 2.000 vehículos. El proyecto incluye más de 8.000 m² para ofrecer un amplio programa de servicios a los empleados.

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

Las principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión de Repsol YPF han adoptado compromisos firmes, que se describen a continuación, ascienden a 5.417 millones de euros. 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 YPF han adquirido compromisos firmes a la fecha.

En el área de *Upstream* de los compromisos de inversión ascienden a 814 millones de euros aproximadamente. Entre los proyectos incluidos en esta cifra destaca la intensa actividad exploratoria *offshore* en Brasil, con 9 sondeos exploratorios y 2 pruebas extendidas de producción (en Carioca y Guará). También se incluyen inversiones de desarrollo en el bloque BMS-9 (sísmica, plataforma e ingeniería) y en el bloque Albacora Leste (sísmica, pozos de producción e inyectores) que se encuentra en producción desde el 2006.

La actividad comprometida durante los próximos 3 años en Libia incluye la perforación de 17 pozos y la registración de sísmica 3D. En Perú está contemplada la perforación de un sondeo en el bloque 57 (Kinteroni) y la registración de sísmica 3D en los bloques 39, 76 y 109. Adicionalmente la tabla refleja la perforación de 3 sondeos en Colombia y 2 sondeos en España.

En Estados Unidos y Venezuela se incluyen los pozos de delineación de los descubrimientos Buckskin y Perla y se invertirá en sísmica 3D en Estados Unidos y sísmica 2D en Canadá. También está comprometida la perforación de un pozo exploratorio en cada uno de los siguientes países: Arabia Saudita, Cuba, Guinea Ecuatorial, Kazajstán, Sierra Leona Guyana y Marruecos. Por último, los compromisos en Bolivia corresponden a los planes de desarrollo de los campos Sábalo y San Alberto con finalización en el año 2037.

En el área de GNL, las inversiones sobre las que los órganos de administración han adoptado compromisos firmes ascienden a 857 millones de euros aproximadamente, y se refieren a la inversión prevista en los 4 buques metaneros para el transporte de GNL en relación con el proyecto Perú LNG, que serán entregados a lo largo del año 2010.

Asimismo, en el área de *Downstream* las inversiones comprometidas a la fecha ascienden a 931 y corresponden a los proyectos de Cartagena y Bilbao, cuya finalización está prevista en el ejercicio 2011 (véase epígrafe 5.2.2 “*Descripción de las principales inversiones actualmente en curso*” para una mayor descripción de estas inversiones).

Con relación a los compromisos de inversión de YPF corresponden fundamentalmente a los compromisos vinculados 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 Repsol YPF en el país, los cuales ascienden a 2.600 millones de euros.

Por parte de Gas Natural, se han adquirido compromisos firmes para inversiones futuras por importe de 69 millones de euros aproximadamente, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF, S.A. en Gas Natural. Estas inversiones corresponden, principalmente, a los proyectos de construcción de una planta de ciclo combinado en el Puerto de Barcelona y de una línea de red Trieste en Italia, así como a las inversiones previstas en exploración.

Por último, en la Corporación, ascienden a 146 millones de euros y corresponden principalmente a la inversión comprometida en la nueva sede social del Grupo (véase epígrafe 5.2.2 “*Descripción de las principales inversiones actualmente en curso*” para una mayor descripción de estas inversiones).

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.

Información financiera relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 29—“*Información por segmentos*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 y 2007 (véase Sección II.C y Sección II.D, respectivamente, del presente Documento de Registro), así como en el apartado “*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado de Repsol YPF del ejercicio 2008.

Lo que sigue es una descripción de las principales actividades de Repsol YPF en los ejercicios 2006, 2007 y 2008 y hasta el primer semestre de 2009, por áreas de negocio:

a) *Upstream*

Upstream abarca la exploración y producción de crudo y de gas natural en distintas partes del mundo, salvo las actividades de este tipo acometidas por YPF. Las reservas de petróleo y de gas *Upstream* de Repsol YPF se sitúan en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Venezuela, Perú, Bolivia, Brasil, Ecuador y Colombia), Norte de África (Libia y Argelia), España y Estados Unidos.

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa de Repsol YPF, ésta informa de las actividades de YPF S.A. y de sus filiales como un segmento independiente. La información que se facilita en este apartado a) *Upstream* se refiere exclusivamente al segmento comercial *Upstream* de Repsol YPF. Para información relativa a las actividades *Upstream* de YPF véase apartado d) YPF siguiente.

Upstream supuso, aproximadamente, el 44,4%, el 32,4% y el 34,3% del resultado operativo de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF, a través de su segmento *Upstream*, contaba con intereses de exploración y/o producción de petróleo y gas en 22 países, tanto directamente como a través de sus filiales; además es operador en 18 de esos países. Desde 2006, Repsol YPF también posee intereses en West Siberian Resources, sociedad dedicada a la exploración y la producción en Rusia. Además, en 2009, Repsol YPF ha iniciado sus actividades de exploración en Noruega y Canadá. Por consiguiente, Repsol YPF, a través de su segmento *Upstream*, tiene intereses en 25 países.

a.1) Producción, superficie en acres y actividades de perforación

La tabla siguiente muestra la producción media diaria neta de petróleo y gas natural de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006:

	Producción por área geográfica								
	2008			2007			2006		
	Líquidos	Gas		Líquidos	Gas		Líquidos	Gas	
		(mmbbl/d)	(mmcf/d)		(mbep/d)	(mmbbl/d)		(mmcf/d)	(mbep/d)
España.....	2	1	2	2	—	2	2	5	3
África y Medio Oriente.....	55	58	65	63	58	73	76	68	88
Argelia	5	58	15	5	58	15	6	68	18
Libia.....	50	—	50	53	—	53	49	—	49
Dubai.....	—	—	—	5	—	5	21	—	21
Latinoamérica	69	1.090	264	88	1.271	315	99	1.466	361
Bolivia.....	6	146	32	18	349	80	27	568	129
Brasil.....	13	3	14	16	4	16	6	1	6
Colombia.....	7	—	7	6	—	6	6	—	6
Ecuador.....	14	—	14	18	—	18	17	—	17
Venezuela.....	7	164	37	10	165	40	19	200	55
Trinidad y Tobago.....	18	751	151	17	734	148	20	686	143
Perú.....	4	26	9	3	19	7	3	11	5
Resto del mundo	1	*	1	*	*	*	—	—	—
Estados Unidos.....	1	*	1	*	*	*	—	—	—
Total producción neta	127	1.149	332	153	1.329	390	177	1.539	452

(*): Cantidades inferiores a 1.000 barriles de petróleo o equivalente de petróleo por día.

En la siguiente tabla se desglosan los costes medios de producción por zona geográfica en 2008, 2007 y 2006:

COSTES MEDIOS DE PRODUCCIÓN	Total	España	África y Medio Oriente	Latinoamérica	Resto del mundo
	(€/bbl)				
<u>Año que finaliza el 31 de diciembre de 2008</u>					
<i>Lifting costs</i> (costes de extracción).....	1,91	13,01	0,75	2,05	14,40
Royalties e impuestos locales.....	6,12	0,28	3,94	6,72	2,71
Costes de transporte y otros costes.....	1,54	12,13	2,44	1,25	1,18
Costes de producción medios.....	<u>9,57</u>	<u>25,42</u>	<u>7,13</u>	<u>10,02</u>	<u>18,29</u>
<u>Año que finaliza el 31 de diciembre de 2007</u>					
<i>Lifting costs</i> (costes de extracción).....	1,89	13,64	1,14	1,98	42,31
Royalties e impuestos locales.....	5,12	0,14	4,50	5,29	9,26
Costes de transporte y otros costes.....	1,19	8,38	1,27	1,13	3,97
Costes de producción medios.....	<u>8,20</u>	<u>22,15</u>	<u>6,91</u>	<u>8,40</u>	<u>55,53</u>
<u>Año que finaliza el 31 de diciembre de 2006</u>					
<i>Lifting costs</i> (costes de extracción).....	1,34	9,22	1,39	1,26	—
Royalties e impuestos locales.....	6,96	0,10	8,52	6,63	—
Costes de transporte y otros costes.....	1,38	8,84	1,00	1,41	—
Costes de producción medios.....	<u>9,67</u>	<u>18,16</u>	<u>10,92</u>	<u>9,30</u>	<u>—</u>

Los coeficientes de los costes de extracción (*lifting costs*) fueron de 1,91 € y 1,89 € por barril equivalente de petróleo (“bep”) en 2008 y 2007, respectivamente. El coeficiente de los costes de extracción se calcula como cociente del coste de producción (royalties, impuestos locales, transporte y otros costes, excluidos) dividido por la producción anual. En 2008, ascendió a 1,91€/por bep, calculado como el cociente entre unos costes de producción de 1.166 millones de euros menos royalties e impuestos locales por valor de 745 millones de euros y menos transporte y otros costes por valor de 188 millones de euros, dividido por la producción anual de 121,8 millones de barriles equivalentes de petróleo (“mmbep”).

En las tablas siguientes se recoge información acerca de las actividades de Repsol YPF con las fechas y durante los periodos establecidos a continuación.

SUPERFICIE EN ACRES DESARROLLADA Y NO DESARROLLADA	Total	España	África y Medio Oriente	Latinoamérica	Resto del mundo
	(miles de acres)				
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2008					
Desarrollada ⁽¹⁾					
Bruto ⁽²⁾	444	7	215	222	*
Neto ⁽³⁾	104	5	14	85	*
No desarrollada ⁽⁴⁾					
Bruto ⁽²⁾	7.720	58	4.304	3.324	34
Neto ⁽³⁾	1.609	49	538	1.013	9
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2007					
Desarrollada ⁽¹⁾					
Bruto ⁽²⁾	451	8	189	254	*
Neto ⁽³⁾	142	6	18	118	*
No desarrollada ⁽⁴⁾					
Bruto ⁽²⁾	8.342	53	4.284	3.971	34
Neto ⁽³⁾	2.150	41	680	1.410	19
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2006					
Desarrollada ⁽¹⁾					
Bruto ⁽²⁾	568	8	260	300	—
Neto ⁽³⁾	193	6	60	127	—
No desarrollada ⁽⁴⁾					
Bruto ⁽²⁾	6.659	28	2.675	3.933	23
Neto ⁽³⁾	1.957	20	420	1.511	6

(1): La superficie en acres desarrollada (en acres) se aplica o es asignable a pozos productivos.

(2): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el Grupo y las compañías asociadas tienen algún interés.

(3): El término “neto” se refiere a la suma de intereses fraccionarios propiedad de las compañías del Grupo, más la cuota del Grupo sobre los intereses fraccionarios de compañías asociadas.

(4): Se considera que la superficie en acres no desarrollada son los acres en los que no se han perforado o completado pozos hasta el punto de que pudiera posibilitarse la producción de cantidades comerciales de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie en acres contiene o no reservas probadas.

(*): No supera los 1.000 acres.

NÚMERO DE POZOS PRODUCTIVOS	Total	España	África y Medio Oriente	Latinoamérica
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2008				
Petróleo				
Bruto ⁽¹⁾	1.220	11	144	1.065
Neto ⁽²⁾	388	8	41	339
Gas				
Bruto ⁽¹⁾	227	5	78	144
Neto ⁽²⁾	84	4	23	57
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2007				
Petróleo				
Bruto ⁽¹⁾	1.207	16	151	1.040
Neto ⁽²⁾	418	12	43	363
Gas				
Bruto ⁽¹⁾	208	—	72	136
Neto ⁽²⁾	108	—	22	86
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2006				
Petróleo				
Bruto ⁽¹⁾	1.371	10	373	988
Neto ⁽²⁾	461	7	97	357
Gas				
Bruto ⁽¹⁾	236	6	76	154
Neto ⁽²⁾	155	5	23	127

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el Grupo y las compañías asociadas tienen algún interés.

(2): El término “neto” se refiere a la suma de intereses fraccionarios propiedad de las compañías del Grupo, más la cuota del Grupo sobre los intereses fraccionarios de compañías asociadas.

NÚMERO DE POZOS DE DESARROLLO	Total	España	África y Medio Oriente	Latinoamérica	Resto del mundo
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2008					
Bruto ⁽¹⁾					
Petróleo	77	—	11	59	7
Gas	52	—	1	51	—
Seco	4	—	—	4	—
Total	133	—	12	114	7
Neto ⁽²⁾					
Petróleo	14	—	3	9	2
Gas	15	—	*	15	—
Seco	*	—	—	*	—
Total	29	—	3	24	2
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2007					
Bruto ⁽¹⁾					
Petróleo	102	—	25	76	1
Gas	21	—	9	12	—
Seco	2	—	—	2	—

Total.....	125	—	34	90	1
Neto ⁽²⁾					
Petróleo.....	19	—	6	13	*
Gas.....	9	—	3	6	—
Seco.....	*	—	—	*	—
Total	28	—	9	19	*

Año que finaliza el 31 de diciembre de 2006

Bruto ⁽¹⁾					
Petróleo.....	116	—	38	78	—
Gas.....	12	—	8	4	—
Seco.....	1	—	—	1	—
Total	129	—	46	83	—

Neto ⁽²⁾					
Petróleo.....	22	—	8	14	—
Gas.....	5	—	2	3	—
Seco.....	*	—	—	*	—
Total	27	—	10	17	—

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el Grupo y las compañías asociadas tienen algún interés.

(2): El término “neto” se refiere a la suma de intereses fraccionarios propiedad de las compañías del Grupo, más la cuota del Grupo sobre los intereses fraccionarios de compañías asociadas.

(*): Menos de un pozo de desarrollo basado en el interés neto de Repsol YPF.

Año que finaliza el 31 de diciembre de 2008⁽¹⁾

NÚMERO DE POZOS DE EXPLORACIÓN	Productivo		Seco		En evaluación		En proceso de perforación		Total	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
España.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
África y Medio Oriente.....	5	2	17	6	1	1	7	3	30	12
Latinoamérica.....	5	2	8	2	1	1	3	1	17	6
Resto del mundo.....	—	—	2	1	1	*	1	*	4	1
Total.....	10	4	27	9	3	2	11	4	51	19

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el Grupo y las compañías asociadas tienen algún interés. El término “neto” se refiere a la suma de intereses fraccionarios propiedad de las compañías del Grupo, más la cuota del Grupo sobre los intereses fraccionarios de compañías asociadas.

(*): Menos de un pozo de exploración basado en el interés neto de Repsol YPF.

Año que finaliza el 31 de diciembre de 2007⁽¹⁾

NÚMERO DE POZOS DE EXPLORACIÓN	Productivo		Seco		En evaluación		En proceso de perforación		Total	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
	España.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—
África y Medio Oriente.....	6	3	12	5	1	*	12	5	31	13
Latinoamérica	2	1	4	2	2	1	4	3	12	7
Resto del mundo	—	—	4	2	1	*	1	*	6	2
Total	8	4	20	9	4	1	17	8	49	22

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el Grupo y las compañías asociadas tienen algún interés. El término “neto” se refiere a la suma de intereses fraccionarios propiedad de las compañías del Grupo, más la cuota del Grupo sobre los intereses fraccionarios de compañías asociadas.

(*): Menos de un pozo de exploración basado en el interés neto de Repsol YPF.

Año que finaliza el 31 de diciembre de 2006⁽¹⁾

NÚMERO DE POZOS DE EXPLORACIÓN	Productivo		Seco		En evaluación		En proceso de perforación		Total	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
	España.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—
África y Medio Oriente.....	8	3	14	6	1	1	9	4	32	14
Latinoamérica	2	1	5	1	2	1	4	2	13	5
Resto del mundo	—	—	1	*	—	—	1	*	2	*
Total	10	4	20	7	3	2	14	6	47	19

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el Grupo y las compañías asociadas tienen algún interés. El término “neto” se refiere a la suma de intereses fraccionarios propiedad de las compañías del Grupo, más la cuota del Grupo sobre los intereses fraccionarios de compañías asociadas.

(*): Menos de un pozo de exploración basado en el interés neto de Repsol YPF.

Costes de exploración capitalizados pendientes de la determinación de reservas probadas

En abril de 2005, el Financial Accounting Standards Board (FASB) publicó la FSP FASB FAS 19-1, “Contabilidad de costes suspendidos de pozos” (FSP FAS 19-1) que enmienda las pautas previstas en la declaración No. 19, de la FASB “Contabilidad financiera y su presentación para compañías de petróleo y gas”, que requería que los costes capitalizados de los pozos de exploración se traspasaran a gastos cuando las reservas asociadas no pueden clasificarse como “probadas” antes de transcurrido un año tras la finalización de la perforación, salvo situaciones concretas en las que sean necesarias inversiones de capital importantes (p. ej., una línea principal de oleoducto) antes de que pueda iniciarse la producción y se precisen pozos de exploración adicionales para justificar dichas inversiones de capital.

De acuerdo con el FSP FAS 19-1 los costes de los pozos de exploración deben seguir capitalizándose cuando (1) el sondeo haya encontrado una cantidad suficiente de reservas para justificar su finalización y (2) la empresa esté avanzando lo suficiente en la valoración de las reservas y en la viabilidad operativa y económica del proyecto. Además, la FSP FAS 19-1 exige que se publique determinada información adicional, incluyendo los costes de los sondeos de exploración capitalizados durante más de un año a partir de la fecha de su finalización.

A los efectos de valorar si se está avanzando bastante en el desarrollo último de las reservas, Repsol YPF lleva a cabo evaluaciones a partir de revisiones regulares de los proyectos, que se realizan a título individual teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Si están en marcha actividades adicionales de perforación de exploración o con un compromiso. Con este fin, se considera que existe compromiso cuando las actividades de exploración están incluidas en el plan estratégico a 5 años o en el presupuesto de Repsol YPF.
- Una vez finalizada la actividad de exploración, se tiene en cuenta si los costes relacionados con la fase de desarrollo se han ocasionado en el periodo actual o si se han solicitado las autorizaciones ya sean administrativas o regulatorias o si el desarrollo final está a la espera de confirmación de la capacidad de transporte o de procesado correspondientes.

La aplicación del FSP FAS 19-1 no ha tenido un impacto significativo en la situación financiera, los flujos de efectivo o los resultados operativos de Repsol YPF en 2006, 2007 ó 2008. A continuación, se desglosan los costes de los pozos de exploración.

	2008	2007	2006
	(Millones de euros)		
Balance inicial a 1 de enero	304	160	87
Adiciones a los costes capitalizados de pozos de exploración pendientes de la determinación de reservas probadas.....	248	420	208
Reclasificaciones a pozos, instalaciones, y equipos en base a la determinación de reservas probadas.....	—	(30)	(7)
Costes capitalizados de sondeos de exploración llevados a gastos	(151)	(243)	(117)
Ajuste por variaciones de tipo de cambio	21	(3)	(11)
Balance a 31 de diciembre	422	304	160

	2008	2007	2006
	(Millones de euros)		
Costes capitalizados de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo de un año o menos	267	204	97
Costes capitalizados de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo superior a un año.....	155	100	63
Balance a 31 de diciembre	422	304	160
Número de proyectos con costes de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo superior a un año	28	20	14

La siguiente tabla proporciona información adicional hasta el primer semestre de 2009 relativa a los proyectos que tienen activados costes de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo superior a 1 año.

País/Proyecto	Millones €a 31/12/2008	Años Pozos Perforados	Comentarios
Argelia			
Kahlouche-2	8,58	2005-2006	Continúa la exploración. La perforación de Kahlouche-3 finalizó en diciembre de 2008 y en julio de 2009 la prueba y terminación con resultado positivo. La perforación de Kahlouche-4 comenzó en enero de 2009 y a principios de julio continuaba en fase de prueba y terminación.
SALI 1	6,73	2005-2006	La perforación del pozo de delineación Sali-2 comenzó en diciembre de 2008 y finalizó en febrero de 2009 con resultados positivos.
Reggane 5 - Traspaso.....	14,54	2004-2005	En 2008 se inició una prueba extendida de pozo ampliado de Reggane-5, que finalizó en 2009 con resultados positivos. En el primer semestre de 2009 se perforó y terminó Reggane-7.
Reggane 6	15,53	2006-2007	En el primer semestre de 2009 se perforó y terminó Reggane-7.
Bolivia			
Huacaya x1	17,01	2006-2007	En 2008 se solicitó una declaración de carácter comercial ante las autoridades bolivianas, que aún no ha sido aprobada. Se espera que se declare su carácter comercial en 2009.
Brasil			
Carioca	23,14	2007	La Agencia Nacional del Petróleo (ANP) declaró una "Zona de Evaluación" con vencimiento en noviembre de 2011. En ese mismo bloque, se finalizó el pozo de exploración Iguazú en abril de 2009 con resultados positivos, mientras que en junio de 2009 se estaba perforando Abaré West.
Guinea			
Langosta 1	19,03	2007	Se ha declarado una zona de descubrimiento provisional. El nuevo periodo de exploración comenzó el 1 de enero de 2009 y se prolongará hasta el 31 de diciembre de 2010. Se realizarán estudios y, si los resultados son positivos, se perforará un pozo de delineación en 2010.
Irán			
BKH-2 Band E Karkheh-2	6,61	2004-2005	Se ha presentado a la NIOC un Plan de Desarrollo Maestro.
Libia			
A1 NC210 (P13-Rajul Al Raml)	4,52	2006	La fase de delineación finalizó en 2008 y se están estudiando los resultados para determinar el carácter comercial de los descubrimientos.
B1 NC 210.....	2,36	2006	La fase de delineación finalizó en 2008 y se están estudiando los resultados para determinar el carácter comercial de los descubrimientos.
C1 NC 210.....	2,03	2006	La fase de delineación finalizó en 2008 y se están estudiando los resultados para determinar el carácter comercial de los descubrimientos.
A1 NC 206	3,05	2006-2007	La fase de delineación finalizó en 2008 y se están estudiando los resultados para determinar el carácter comercial de los descubrimientos.
Perú			
Buenavista 39 17 1X	5,31	2005	Se están analizando los resultados del pozo de delineación Raya-4 y se están realizando estudios adicionales para determinar con mayor precisión la cantidad de recursos disponibles. En 2009 y 2010, se realizará una adquisición sísmica 2D y podrían perforarse otros pozos de exploración para corroborar el carácter comercial del proyecto.
Raya.....	7,28	2006	Se están analizando los resultados del pozo de delineación Raya-4 y se están realizando estudios adicionales para determinar con mayor precisión la cantidad de recursos disponibles. En 2009 y 2010, se realizará una adquisición sísmica 2D y podrían perforarse otros pozos de exploración para corroborar el carácter comercial del proyecto.
Delfin 39 - 27 - 2X.....	8,09	2006	Se están analizando los resultados del pozo de delineación Raya-4 y se están realizando estudios adicionales para determinar con mayor precisión la cantidad de recursos disponibles. En 2009 y 2010, se realizará una adquisición sísmica 2D y podrían perforarse otros pozos de exploración para corroborar el carácter comercial del proyecto.
Otros (13 proyectos).....	11,63	2001-2006	Costes totales de proyectos que, por separado, son pequeños en Brasil, Colombia y Libia y que se hallan en diversas etapas de desarrollo y evaluación.
Total	155,44		

a.2) Exploración, desarrollo, adquisiciones y producción

Los objetivos establecidos en la estrategia de *Upstream* consisten en incrementar las reservas y la producción de petróleo, lograr una mayor diversificación geográfica de sus actividades y alcanzar tanto la excelencia operativa como incrementar la rentabilidad. Dicha estrategia se centra en tres zonas geográficas clave que se espera que impulsen el crecimiento orgánico *Upstream* en los próximos años: aguas profundas del Golfo de México y Brasil, Norte de África, norte de Latinoamérica y Trinidad y Tobago. En Shenzi (Golfo de México) la producción comenzó en marzo de 2009. En Brasil se está realizando un programa de exploración intensiva en el Bloque BM-S-9 (campos de Carioca y Guará) destinado a evaluar los recursos descubiertos. Se espera que la producción en estos campos comience en 2012. Por su parte, en junio de 2008 arrancó la producción del campo I/R en Libia con unas instalaciones provisionales (o Instalaciones de Producción Temprana). Una vez finalizadas las instalaciones definitivas, se espera que la producción de este campo petrolífero clave se incremente de manera significativa.

Se espera que el desarrollo de los anteriores y de otros proyectos selectivos de exploración contribuya a incrementar la producción de hidrocarburos y optimizar la cartera de operaciones de exploración y producción de *Upstream*. La estrategia *Upstream* intenta lograr, asimismo, este objetivo optimizando los activos existentes y logrando un aumento de la recuperación de los campos en producción.

Como refuerzo a la estrategia de Repsol YPF de lograr una mayor diversificación geográfica y presencia en los países de la OCDE, en 2008 Repsol YPF inició actividades en Canadá y Noruega. Dichas actividades se hallan en la línea del objetivo de Repsol YPF de lograr un mayor crecimiento orgánico, optimizar sus activos e incrementar las reservas y la producción de petróleo.

En las tablas que siguen se muestran los costes de producción asumidos por Repsol YPF y otros datos relativos a sus operaciones de producción en 2008, 2007 y 2006:

	2008	2007	2006
Exploración, desarrollo y adquisiciones (costes incurridos)	(Millones de euros)		
Exploración	727	629	400
Desarrollo.....	491	760	528
Adquisiciones y otros	213	294	1.728
Total	1.431	1.683	2.656

Exploración, desarrollo y adquisiciones	2008	2007	2006
Área neta de concesión de exploración (en km ²)	222.626	257.022	270.162
Ensayos de sondeos de exploración brutos terminados (número de pozos).....	38	30	33
Positivos (número de pozos).....	10	8	10
Descubrimientos y extensiones ⁽¹⁾	9	17	3
Adquisiciones (ventas), neto ⁽¹⁾	(1)	6	13

(1): Millones de barriles equivalentes de petróleo.

RESUMEN
ACTIVIDAD POR
PAÍS EN 2008

País	Bloques ⁽¹⁾		Superficie en acres neta ⁽¹⁾ (km ²)	Superficie en acres neta ⁽¹⁾ (km ²)	Producción neta (mmbep)	Producción neta (mbep/d)	Reservas probadas netas (mmbep)
	Desarrollo	Exploración					
Argelia	2	3	581	7.789	5,5	15,1	42,3
Bolivia	25	6	1.489	7.022	11,9	32,4	91,8
Brasil.....	1	21	51	3.925	5,0	13,7	26,3
Colombia	2	7	268	4.278	2,6	7,2	4,4
Cuba.....	—	1	—	4.512	—	—	—
Ecuador.....	2	—	770	—	5,2	14,1	11,2
Irán.....	—	2	—	14.638	—	—	—
Libia.....	1	14	874	58.224	18,4	50,2	115,9
Mauritania.....	—	2	—	45.439	—	—	—
Perú.....	2	6	202	31.395	3,2	8,7	113,5
Arabia Saudita.....	—	1	—	15.420	—	—	—
España.....	12	20	929	9.722	0,7	2,0	2,4
Trinidad y Tobago .	7	—	2.363	—	55,4	151,4	488,0
Estados Unidos	6	230	39	3.505	0,4	1,2	48,6
Venezuela	5	2	757	669	13,4	36,5	122,9
Otros ⁽²⁾	1	11	3.538	16.088	—	—	—
Total.....	66	326	11.861	222.626	121,8	332,5	1.067,3

(1): Operada y no operada.

(2): Incluye Guinea Ecuatorial, Kazajstán, Liberia, México, Marruecos, Sierra Leona y Surinam.

A continuación se describen las actividades más significativas llevadas a cabo por Repsol YPF durante 2008.

Argelia

En 2008, se efectuaron dos descubrimientos de exploración (AZSE-2 (Azrafil SE) y KLS-1 (Kahlouche S)) en el Bloque 351c-352c (Reggane Nord), que está situado en la cuenca de Reggane. Repsol YPF, que posee un interés del 33,75%, opera el bloque y lidera el consorcio integrado por la compañía argelina, Sonatrach (25,0%); la compañía alemana, RWE DEA (22,5%) y la compañía italiana, Edison (18,75%). Dicho bloque abarca una extensión de 4.682 km² en la región sur-central del Sahara argelino. Estos descubrimientos exploratorios viene a sumarse a los otros cuatro efectuados en 2007, 2006 y 2005: en Reggane 6, Sali y Kahlouche-2, y Reggane 5, respectivamente.

Repsol YPF espera que Sonatrach conceda en 2009 la declaración de comercialidad a Reggane con el fin de iniciar el desarrollo del proyecto de gas, que se incluye en el Plan Estratégico 2008-2012 como uno de los proyectos estratégicos de la compañía.

En 2008, se efectuaron otros dos descubrimientos de exploración adicionales (TGFO-1 y OTLH-2 (Oued Talja)) en el Bloque M'Sari Akabli. Repsol YPF opera este bloque (donde detenta un interés del 33,75%), que abarca una superficie de 8.103 km².

En 2009, se efectuó un descubrimiento de exploración (AL-2) en el bloque Berkine, en la región de Gassi Chergui.

El 13 de agosto de 2007, Sonatrach rescindió unilateralmente el contrato relativo al proyecto integrado Gassi Touil, tras anunciar su intención de hacerlo el 4 de julio de 2007. En la actualidad, Repsol YPF y Sonatrach se hallan inmersas en un procedimiento arbitral. Para más información, véase epígrafe 20.8 “*Procedimientos judiciales y de arbitraje*” del presente Documento de Registro.

Bolivia

En mayo de 2008, Repsol YPF firmó un contrato con YPFB por el cual le vendió a ésta el 1,08% del capital social de Andina. A 31 de diciembre de 2008, YPFB detentaba una participación del 51,08% en Andina, mientras que Repsol E&P Bolivia, S.A., posee una del 48,92%. En octubre de 2008, Repsol YPF e YPFB suscribieron un Acuerdo de Accionistas por el que se rige la administración, el funcionamiento y el gobierno de la sociedad.

En 2008, Repsol YPF comenzó a analizar los datos y la información generados durante la perforación y las pruebas de Huacaya para establecer la mejor alternativa técnica y económica que permita evaluar el descubrimiento y diseñar un plan de desarrollo. El descubrimiento de Huacaya X-1 se produjo a finales de 2007, comunicándose la declaración del carácter comercial del pozo a las autoridades oportunas.

En 2008, prosiguieron las obras para el pleno desarrollo de los importantes recursos de gas y condensado en el campo de Margarita, situado en el Bloque Caipipendi, al norte del departamento de Tarija. El contrato relativo a dicho bloque entró en vigor el 2 de mayo de 2007 y expirará transcurridos 24 años. Un consorcio constituido por Repsol YPF al 37,5% (Operador), British Gas al 37,5% y Pan American Energy (PAE) al 25% explotan el bloque.

Brasil

En junio de 2008, Repsol YPF anunció el descubrimiento de un nuevo campo petrolífero en aguas profundas de la cuenca de Santos. Dicho campo, llamado Guarά, se encuentra en el Bloque BM-S-9, junto al campo de Carioca, descubierto a finales de 2007 también en este mismo bloque. Tanto los campos de Guarά como de Carioca contienen importantes recursos que según los estudios preliminares se consideran de gran calidad, lo que consolida la posición de la cuenca de Santos como una de las zonas de aguas profundas más prometedoras del mundo.

Se ha encontrado presencia de crudo ligero con una densidad de aproximadamente 28° API a una profundidad de 5.000 metros en el nuevo campo de Guarά, sito a 310 kilómetros de la costa de San Pablo y descubierto por el consorcio liderado por Petrobras (con una participación del 45%), como operador; British Gas (30%) y Repsol YPF (25%).

En 2009, el consorcio seguirá realizando las actividades e inversiones sean necesarias para determinar con una mayor precisión el tamaño de los campos de Carioca y Guarά, así como para diseñar su plan de desarrollo. En concreto, se perforarán otros 2 pozos de exploración en el Bloque BM-S-9 en 2009 y se realizará una prueba de producción en el campo de Guarά. En abril de 2009 se concluyó uno de estos pozos de exploración, “Iguazú”, con resultados positivos, lo que supuso el tercer descubrimiento en el Bloque BM-S-9.

El desarrollo de este proyecto en las aguas profundas de la cuenca de Santos es uno de los 10 proyectos de crecimiento clave de Repsol YPF, descritos en el Plan Estratégico 2008-2012.

Repsol YPF posee una participación del 10% en el campo de Albacora Leste, cuya producción se inició en abril de 2006, en la cuenca de Campos. Este importante campo petrolífero situado en las aguas profundas de Brasil, produjo una cantidad total de 137.000 barriles diarios (100%), cantidad que

se espera que se incremente hasta los 180.000 en los próximos años. Se estima que las reservas totales probadas de petróleo en este campo al final del año 2008 ascendían a 263 millones de barriles (100%).

A principios de 2009, se efectuaron otros 2 importantes descubrimientos de exploración relevantes (Piracucá-Pialamba y Panoramix) en la cuenca de Santos. En el primer semestre de 2009, se estaban evaluando los pozos en Panoramix (operados por Repsol YPF) en el Bloque BM-S-48 y en Piracucá-Pialamba (operado por Petrobras) en el Bloque BM-S-7. Tales descubrimientos se sitúan en la cuenca de Santos, en la costa de Brasil, cerca de los campos de Mexilhao/Cedro y Merluza/Lagosta. En abril de 2009, Repsol YPF y Petrobras ratificaron la viabilidad económica del descubrimiento de Piracucá-Pialamba.

Canadá

A finales de 2008, Repsol YPF solicitó con éxito los derechos de exploración de gas y petróleo de tres bloques en la Zona Marítima de Newfoundland (Terranova) y de Labrador en Canadá. Dos de estos se encuentran en la zona de Central Ridge/Flemish Pass, mientras que el otro está en la zona de la cuenca de Jeanne d'Arc. En estos bloques, que abarcan una superficie de 4.000 km², Repsol YPF participa con dos socios canadienses: Husky Oil y Petro-Canada. Se trata de una concesión que permite a la compañía seguir adelante con sus planes de incrementar sus actividades de exploración y producción en los países de la OCDE.

Ecuador

El 10 de septiembre de 2008, Repsol YPF Ecuador S.A. vendió su participación del 25% en el Bloque 14 a PetroOriental S.A. (CNPC). El 25 de agosto de 2008, mediante el Acuerdo ministerial número 196, el Ministro de Minas y Petróleo autorizó la transmisión de dichos derechos y obligaciones a PetroOriental S.A.

El 12 de marzo de 2009, Repsol YPF (y sus socios del Bloque 16) llegaron a un importante acuerdo con Ecuador por el que se prorrogaba la vigencia del Contrato de Participación hasta el 31 de diciembre de 2018. Además, los impuestos sobre beneficios extraordinarios se redujeron del 99% al 70% durante un periodo de transición de un año que finaliza el 12 de marzo de 2010. En ese año, se negociará un Contrato de Servicios a largo plazo con el gobierno de dicho país; sin embargo, si durante el mismo Repsol YPF (y sus socios) y éste no alcanzan un marco contractual estable o no se prorroga el periodo de negociación, se resolverá anticipadamente cualquier relación contractual relativa al Bloque 16.

En marzo de 2009, en el marco de los contratos alcanzados con el Gobierno de Ecuador, Repsol YPF adquirió de Murphy Ecuador Oil Company Ltd. su interés del 20% en el consorcio del Bloque 16. Como resultado de ello, la participación de Repsol YPF en éste pasó del 35% al 55%.

Irán

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF poseía derechos mineros en 2 bloques de exploración con una superficie neta de 14.638 km². Ese año, Repsol YPF completó la perforación de un sondeo exploratorio en el bloque marítimo de Mehr, con resultados negativos (BKH-4N).

En 2004, Repsol YPF y Shell firmaron un acuerdo con la sociedad estatal iraní, NIOC (Compañía Nacional de Petróleo de Irán), para el desarrollo de un proyecto integrado de GNL integrado denominado "Persian LNG". Los socios del proyecto aún no han adoptado la Decisión Final de Inversión (FID, por sus siglas en inglés) relativo a la planta de licuefacción y al comienzo de las operaciones de exploración y desarrollo.

Libia

El 17 de julio de 2008, Repsol YPF, los demás socios del consorcio de los Bloques NC115 y NC186, así como la compañía nacional libia de petróleo (NOC) celebraron un acuerdo para la prórroga de los contratos de exploración y producción relativos a NC115 y NC186 hasta 2032, lo que supone una prórroga de 15 años en el caso del contrato NC115 y de 5 ó 9 años en el caso del contrato NC186, según el campo. El acuerdo prevé la explotación por parte de Repsol YPF y de los demás socios del consorcio de los abundantes recursos descubiertos en ambos bloques.

Además, Repsol YPF y los demás socios del consorcio han renovado sus licencias de exploración de dichos bloques por un periodo de 5 años, lo que podría traducirse en un incremento del volumen de las reservas y la producción de petróleo de la compañía. En contraprestación por la prórroga de dichos contratos y de las nuevas licencias de exploración, el consorcio deberá abonar 1.000 millones de dólares en tres pagos. El acuerdo se enmarca dentro de los Contratos de Reparto de Producción en Libia, con un incremento de la participación de NOC sobre la producción neta.

A comienzos de 2008, se efectuó un nuevo descubrimiento de exploración con el pozo “Y1” en el prolífico bloque NC186. Se trata de un bloque situado en la cuenca de Murzuq con una superficie total de 4.295 km² y explotado por Repsol YPF, cuya participación es del 32%.

En junio de 2008, comenzó la producción en el campo “I/R”. Este campo está ubicado en la fecunda cuenca de Murzuq, en los Bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol YPF. El campo “I/R”, descubierto en 2006, es uno de los hallazgos más importantes de la historia de Repsol YPF y se trata del mayor descubrimiento en Libia de los últimos 10 años. Presenta un potencial de producción de 90.000 barriles diarios y su desarrollo completo conlleva un incremento de las reservas y la producción de la empresa en este país. El campo “I/R” es uno de los diez proyectos clave de crecimiento identificados por Repsol YPF en su Plan Estratégico 2008-2012.

A finales de 2008, la NOC aprobó los planes de desarrollo de los campos “J” y “K” del Bloque NC186 (cuyos socios son Repsol YPF, Total, OMV y SatoilHydro). Se espera obtener la autorización al plan de desarrollo del campo “E” del Bloque NC-200 (cuyos socios son Repsol YPF y OMV) en el primer semestre de 2009.

En abril de 2009, se efectuó un nuevo descubrimiento de hidrocarburos (el primero marítimo) en la costa de Libia en el pozo de Barracuda en el Bloque NC202. Dicho pozo, con una profundidad total de aproximadamente 4.820 metros en aguas con una profundidad de unos 50 metros, constituye el primer descubrimiento del Bloque NC202, situado en la cuenca de Sirte, a aproximadamente a 15 km. de la costa. Repsol YPF, cuya participación durante la fase de exploración asciende al 60%, es el operador del consorcio, integrado, asimismo, por la sociedad austríaca OMV (40%).

Noruega

En consonancia con su estrategia de diversificación geográfica y su objetivo de reforzar su presencia en los países de la OCDE, Repsol YPF, junto con Det Norske, Bayerngas y Svenska, licitaron en octubre de 2008 para una zona de explotación situada entre los campos de Draugen y Njord (Mar de Noruega) en la Ronda APA 2008 (Concurso de Zonas Predefinidas). El consorcio resultó adjudicatario a principios de 2009.

Perú

En enero de 2008, se efectuó un importante descubrimiento con en el pozo exploratorio de Kinteroni en el Bloque 57 de Perú, situado en el departamento de Cuzco. Repsol YPF es el operador del

consorcio que desarrollará el campo de Kinteroni con una participación del 53,84%, mientras que Petrobras posee el 46,16% restante. Las primeras pruebas de producción han obtenido aproximadamente 1 millón de m³ diarios de gas (365 millones de m³ anuales) y 198 m³ diarios de hidrocarburos líquidos asociados (72.270 m³ anuales). Para definir el plan de comercialidad y desarrollo del campo de Kinteroni, se llevará a cabo una campaña sísmica 3D en la estructura de Kinteroni y se perforarán varios pozos de exploración y delineación en el Bloque 57. Estas actividades permitirán una evaluación más precisa de los recursos descubiertos.

El Bloque 57 está cerca del campo de Camisea (Bloques 56 y 88), en el que Repsol YPF posee una participación del 10%). Los Bloques 56 y 88 suministrarán gas a uno de los mayores proyectos de GNL de Repsol YPF: el proyecto de GNL de Perú. En 2008, de acuerdo con el plan de desarrollo aprobado, los trabajos prosiguieron para el desarrollo completo del campo de Camisea (bloques 56 y 88), campo que suministrará gas natural a la futura planta de GNL en el marco del proyecto de GNL de Perú, que se espera esté operativo en 2010 y en el que Repsol YPF posee una participación del 20%. Repsol YPF sigue con el desarrollo del campo de Cashiriari en el Bloque 88, mientras en el campo de San Martín (productivo desde 2004) continúa la producción. En septiembre de 2008, finalizó la fase de desarrollo y comenzó la producción del campo de Pagoreni, situado en el Bloque 56.

Rusia

En 2008, se materializó la fusión entre West Siberian Resources (WSR), compañía en la que Repsol YPF posee una participación del 10% desde febrero de 2006, y Alliance Oil. Durante el mismo año, la sociedad resultante produjo aproximadamente 48.000 barriles diarios y refinó unos 66.000. En diciembre del año anterior, WSR suscribió el acuerdo de principios relativo a la fusión con Alliance.

Trinidad y Tobago

Repsol YPF y BP, compañías privadas líderes en Trinidad y Tobago, son propietarias de BpTT (en la cual la primera posee una participación del 30%, mientras que la segunda detenta el 70% restante). BpTT, que explota una importante zona marítima, alcanzó una producción media diaria de 467.000 bep/d. En el último trimestre de 2007, iniciaron su producción los campos de BpTT de Mango y Cashima, lo que llevó a un aumento en la disponibilidad de gas para el tren 4 (en el que Repsol YPF posee una participación del 22,22%) de la planta Atlantic de GNL en 2008.

El proyecto de compresión de agua “Teak Blow Down” finalizó en el cuarto trimestre de 2008, lo que se tradujo en un incremento de 700.000 m³ de la producción de gas desde enero de 2009 que se inyectará al mercado nacional.

Estados Unidos

En los últimos 3 años, Repsol YPF ha aumentado significativamente su presencia en las aguas profundas del Golfo de México con su participación en un importante proyecto de desarrollo en Shenzi, así como con la concesión de nuevos bloques de exploración. Esta zona está considerada una de las áreas de aguas profundas con mayor grado de rentabilidad y potencial de exploración del mundo.

La participación de Repsol YPF en el campo de Shenzi, que en la actualidad se encuentra en la fase final de desarrollo, asciende al 28%. La producción de gas y petróleo comenzó en la plataforma de Shenzi en marzo de 2009 (unos meses antes de lo previsto). Esta plataforma se instaló a mediados de 2008, año en el que entró en activo el segundo pozo productor de la región occidental de Shenzi (conocida antes como Genghis Khan), a través de la plataforma de Marco Polo. A finales de 2008, la

producción procedente de esta plataforma se vio interrumpida como resultado de los huracanes Gustav e Ike, y se ha reanudado en 2009. Shenzi constituye uno de los mayores descubrimientos hasta la fecha en las aguas profundas del Golfo de México.

En la Ronda de Exploración 206, realizada en el Golfo de México a principios de 2008, Repsol YPF resultó adjudicataria de 32 nuevos bloques de exploración que, junto con los obtenidos en los últimos años, conforman una importante cartera de proyectos de exploración. La participación de Repsol YPF en estas rondas está en consonancia con su estrategia de diversificación geográfica y con su objetivo de reforzar su presencia en los países de la OCDE. En marzo de 2009, Repsol YPF resultó adjudicataria de otros 20 bloques de exploración en la Ronda de Exploración 208.

Asimismo, en el primer trimestre de 2008, Repsol YPF obtuvo 93 bloques en Alaska en la Ronda Exploratoria 193. Los bloques están en el Mar de Chukchi (mar de Alaska) y abarcan una superficie total de 2.139 km². El objetivo de Repsol YPF consiste en crear una amplia cartera de proyectos en una cuenca infraexplorada que, se estima posee grandes recursos en Alaska. En julio de 2007, Repsol YPF se unió a Shell Offshore Inc. y a Eni Petroleum US LLC en Alaska para explorar 71 bloques marítimos contiguos en el Mar de Beaufort, al norte de los campos petrolíferos de Prudhoe Bay y Kuparuk. Repsol YPF tiene un 20% de participación en estos bloques.

A principios de 2009, se produjo con el sondeo Buckskin un importante descubrimiento en las aguas profundas del Golfo de México, en la región del Cañón de Keathley, sito a 300 kilómetros de la costa de Houston. Repsol YPF es el operador de este nuevo campo, en el que se ha identificado una columna de hidrocarburos de al menos 100 metros. El nuevo pozo tiene una profundidad de 10.000 metros y se encuentra a 2.000 metros por debajo del nivel del mar. Repsol YPF actúa como operador de exploración del consorcio responsable del descubrimiento.

Venezuela

En 2008, prosiguieron las negociaciones con las autoridades venezolanas relativas a la participación de Repsol YPF en uno de los nuevos proyectos de crudo pesado de la región de la Faja del Orinoco. Asimismo, siguió colaborando con PDVSA en la evaluación de las reservas del bloque Junín-7.

En 2006, PDVSA y Repsol YPF acordaron las condiciones relativas a la transmisión de los contratos operativos a una estructura de empresas mixtas, que entró en vigor el 1 de abril de 2006. En virtud de dicho acuerdo, se fijaron las participaciones en los campos petrolíferos de Mene Grande y Quiriquire (PDVSA, 60%; Repsol YPF, 40%) y de Quiriquire Profundo (Repsol YPF, 60%; PDVSA, 40%). Además, se prorrogó el contrato de las concesiones de Quiriquire y Mene Grande durante otros 20 años, se incrementaron los precios de venta y se estableció la posibilidad de emprender nuevos negocios en el país. En mayo de 2007, Repsol YPF firmó con PDVSA un Acuerdo de Principios (MOU, por sus siglas en inglés) relativo a las condiciones de transmisión de los campos de Barúa y Motatán a la Empresa Mixta Petroquiriquire, en la que Repsol YPF posee una participación del 40%. El acuerdo está a la espera de la aprobación del Congreso Nacional de Venezuela, que está prevista para 2009.

b) GNL

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado (GNL), además de abarcar aquellas actividades de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural, así como la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa de Repsol YPF, ésta informa de las actividades de YPF S.A. y de sus filiales como un segmento independiente. La información que se facilita en el presente apartado b se refiere exclusivamente al

segmento comercial de GNL de Repsol YPF. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF véase apartado d) YPF.

GNL supuso, aproximadamente, el 3,0%, el 2,0% y el 1,8% del resultado operativo de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

b.1) Principales proyectos

Angola

El 18 de junio de 2007, Gas Natural firmó un acuerdo de principios con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para el desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. El 3 de diciembre de 2007, Gas Natural West Africa, S.L. (GNWA) firmó un contrato de participación con Sonagas, con la compañía italiana ENI, con la compañía portuguesa GALP y con la compañía alemana EXEM para realizar los trabajos iniciales del proyecto, que comenzaron en el primer trimestre de 2008 y que consistirán en evaluar las reservas de gas presentes en Angola. Posteriormente, el proyecto buscará desarrollar estas reservas y exportarlas en forma de GNL. El 20 de febrero de 2008, Repsol YPF adquirió una participación del 60% en GNWA. Por consiguiente, Repsol YPF y Gas Natural SDG poseen conjuntamente una participación del 20% en el consorcio a través de GNWA, mientras que Sonagas posee un 40%; ENI, un 20%; GALP, un 10%; y EXEM, un 10%. En julio de 2008, el Gabinete de Angola aprobó el Contrato de Servicio de Riesgos y el Decreto-ley de Concesión de Zonas Abiertas. En marzo de 2009, la Asamblea Nacional concedió su aprobación.

Irán

En 2004, Repsol YPF y Shell firmaron un acuerdo con la Compañía Nacional de Petróleo de Irán (NIOC) relativo al denominado proyecto "Persian LNG". Se esperaba que el proyecto constara de dos trenes de licuefacción de 8,1 millones de toneladas anuales cada uno.

El 17 de marzo de 2007, Repsol YPF firmó el acuerdo de accionistas referente al antedicho proyecto. Repsol YPF y Shell poseen cada uno un 25% de participación en el mismo, mientras que NIOC posee el 50% restante. Aún no se ha tomado la Decisión Final de Inversión (FID) sobre la planta de licuefacción y el comienzo de las operaciones de exploración y desarrollo del proyecto.

México

En septiembre de 2007, la Comisión Federal de Electricidad Mexicana (CFE) concedió a Repsol YPF un contrato para el suministro de GNL a la terminal de gas natural del puerto de Manzanillo en la costa pacífica mexicana. La planta de Manzanillo abastecerá a las centrales eléctricas de la zona centro-occidental del país.

El contrato, valorado en 15.000 millones de dólares, prevé el suministro de GNL a la planta mexicana durante un periodo de 15 años. El volumen total de gas suministrado durante este periodo ascenderá a más de 67.000 millones de m³ y procederá de la planta de licuefacción de Camisea en el sur de Perú, de la que Repsol YPF es vendedor exclusivo.

Perú

El 1 de agosto de 2005, se anunció la firma de los acuerdos definitivos con la compañía petrolera estadounidense Hunt Oil para el desarrollo del proyecto Perú LNG (en el que Repsol YPF obtuvo una participación del 20%) y el campo Camisea (en el que Repsol YPF obtuvo una participación del 10% en los bloques 88 y 56). La adquisición de la participación de los bloques 88 y 56 fue aprobada por el

gobierno peruano el 13 de diciembre de 2005, firmándose el 16 diciembre de 2005 los contratos entre Repsol YPF y los otros socios del consorcio. El proyecto incluye la construcción y explotación de una planta de licuefacción en Pampa Melchorita, que se espera esté operativa en 2010. El suministro de gas natural procederá de los bloques 88 y 56 y se llevará a la planta a través del gasoducto Camisea-Lima.

El acuerdo contempla la comercialización exclusiva por parte de Repsol YPF de la producción total de GNL esperada procedente de la planta de licuefacción, que se estima en más de 4,5 toneladas métricas anuales. El contrato de compra alcanzado con Perú LNG tendrá un plazo de vigencia de 18,5 años a partir de su fecha efectiva. Ésta es la mayor operación de compra de GNL llevada a cabo por Repsol YPF en términos de volumen.

Los acuerdos también incluyen la adquisición por parte de Repsol YPF de una participación del 10% en Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), compañía que transporta gas natural desde Camisea a través del gasoducto transandino.

El 22 de diciembre de 2006, Perú LNG (20% de Repsol YPF) tomó la Decisión Final de Inversión (FID) y el 22 de enero de 2007 Perú LNG firmó el contrato de Ingeniería, Adquisición de bienes y servicios y Construcción (EPC, por sus siglas en inglés) para la construcción de la terminal de licuefacción con Chicago Bridge & Iron Company N.V. (CB&I).

En agosto de 2007, Marubeni compró a SK, sociedad coreana, una cuota del 10% del proyecto Perú LNG. Como resultado de ello, Hunt Oil posee una participación del 50% en el proyecto Perú LNG, Repsol YPF, un 20%; SK mantiene un 20% y Marubeni, un 10%.

La construcción de la planta de licuefacción siguió su curso con un ligero retraso en 2008, pero se están adoptando planes de emergencia para respetar el calendario del proyecto. El objetivo para el inicio de las operaciones sigue siendo 2010. Todas las conducciones necesarias para el proyecto se recibieron en 2008. Las obras del gaseoducto experimentaron un ligero retraso.

El 26 de junio de 2008, Perú LNG suscribió acuerdos de financiación con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), con la Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial y otras agencias de crédito a la exportación, cuyo primer pago se percibió en noviembre de 2008.

España

Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE), en la que Repsol YPF tiene una participación de un 25%, es una central de ciclo combinado (CCGT) de 800 MW en el puerto de Bilbao. El gas natural que necesita para generar electricidad lo obtiene de la planta de regasificación (BBG) adyacente. La electricidad producida se inyecta a la red nacional para su uso doméstico, comercial e industrial.

Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG), en la que Repsol YPF tiene una participación de un 25%, es una terminal de regasificación con una capacidad de producción de gas de 800.000 Nm³ por hora. BBC se abastece a través de buques cisterna con una capacidad de hasta 140.000 m³ en el puerto de Bilbao y su producción se destina a fines domésticos, comerciales e industriales, además de suministrar gas natural a BBE.

Trinidad y Tobago

Repsol YPF comparte su interés en Atlantic LNG, una *joint venture* con, entre otros, BP y BG plc. Atlantic LNG explota una planta de GNL en Point Fortin, con cuatro trenes de licuefacción en servicio en la actualidad. Esta planta inició su producción en 1999 con el primer tren de licuefacción (3

millones de toneladas anuales de GNL), en la que la participación de Repsol YPF es del 20%. El segundo y el tercer tren de licuefacción, en los que Repsol YPF posee una participación del 25% en cada uno, entraron en servicio en 2002 y 2003, respectivamente, con una capacidad instalada conjunta de producción de aproximadamente 7 millones de toneladas anuales de GNL. En diciembre de 2005, el cuarto tren de licuefacción, en el que Repsol YPF posee una participación del 22,2%, comenzó sus actividades con una capacidad de producción de 5,2 millones de toneladas anuales. El 1 de mayo de 2007 inició su producción el cuarto tren, situando la capacidad total de producción de la planta Atlantic LNG en 15 millones de toneladas anuales. Además de su participación en los trenes de licuefacción, Repsol YPF interviene en las actividades de suministro de gas y es uno de los principales clientes de GNL.

Estados Unidos y Canadá

En junio de 2005, Repsol YPF e Irving Oil Limited firmaron un acuerdo para desarrollar la primera terminal de regasificación de GNL en la costa este de Canadá. Dicho acuerdo contempla la constitución de una nueva sociedad, Canaport LNG, que construirá y explotará la terminal, y suministrará gas natural a los mercados de la zona y de la costa noreste de Estados Unidos y Canadá. La planta sita en Saint John, Nueva Brunswick (Canadá), presentará una capacidad de regasificación de GNL de 10 bcm anuales. Repsol YPF, que suministrará gas natural a la terminal, posee una participación del 75% en la planta.

La planta de regasificación ha comenzado a funcionar y a suministrar gas natural al mercado a mediados de 2009. Irving Oil comercializará el GNL regasificado en esta planta en la costa atlántica de Canadá, mientras que Repsol YPF lo hará en el resto de Canadá y en los Estados Unidos.

En mayo de 2006, Repsol YPF (75%) e Irving Oil (25%) tomaron la Decisión Final de Inversión (FID) relativa al proyecto Canaport y se adjudicaron los contratos de Ingeniería, Adquisición de bienes y servicios y Construcción (EPC, por sus siglas en inglés) relativos a las instalaciones en tierra al consorcio Saipem/SNC Lavalin y el contrato relativo a las instalaciones marítimas al consorcio Peter Kiewitt/Sandwell. En 2008, las obras de construcción avanzaban ligeramente por detrás de lo previsto. Además, en agosto de 2007 se aprobó el EPC relativo a un tercer tanque de GNL, que aumentará la capacidad instalada de la planta, permitiéndole acoger las mayores naves diseñadas hasta el momento (Q-flex y Q-max). La financiación del tercer tanque de GNL se firmó en el primer trimestre de 2009 y se espera que las obras de construcción finalicen a comienzos de 2010.

En 2006, se adjudicaron los contratos de construcción y explotación del gasoducto entre Nueva Brunswick (Canadá) y Maine (Estados Unidos) que permitirá el transporte de gas natural a mercados en el nordeste de América del Norte. Las obras de construcción, que comenzaron en diciembre de 2007, han finalizado y los gaseoductos están listos para transportar gas natural.

En noviembre de 2008, Repsol YPF comenzó a comercializar con gas natural comprado a productores canadienses.

La planta de regasificación en Canaport supone el logro del objetivo de Repsol YPF de disponer de una salida estratégica para el GNL en áreas privilegiadas del mercado norteamericano del gas.

b.2) Transporte de GNL

Repsol—Gas Natural LNG, S.L., (*Stream*), en la que Repsol YPF y Gas Natural detentan, respectivamente, una participación del 50% es una de las compañías líderes en la comercialización y el transporte de GNL, y es un operador fundamental en la cuenca Atlántica. Uno de sus objetivos

consiste en optimizar la flota de GNL de Repsol YPF y de Gas Natural, que, a 31 de diciembre de 2008, ascendía a 11 buques cisterna de GNL en total.

Finalizado 2008, Repsol YPF poseía tres buques cisterna de GNL, por el método de *Time Charter*, con una capacidad total de 416.000 m³. Un cuarto buque cisterna de GNL, el Sestao Knutsen, con una capacidad de 138.000 m³, es propiedad conjunta de Repsol YPF (50%) y Gas Natural (50%). En el segundo semestre de 2009 se ha incorporado un nuevo buque cisterna de GNL, el Iberica Knutsen, con la misma capacidad que el Sestao Knutsen, y que también es propiedad conjunta de Repsol YPF (50%) y Gas Natural (50%).

En 2007, Repsol YPF firmó un contrato de arrendamiento, también según el método de *Time Charter*, relativo a cuatro nuevos buques cisterna de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Las cuatro naves, que comenzarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 173.400 m³ de GNL cada una e incorporarán las últimas tecnologías.

c) *Downstream*

El negocio de *Downstream* de Repsol YPF consiste en el suministro y trading, refino, comercialización y el transporte de crudo y productos petrolíferos, GLP, productos químicos y electricidad. Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa de Repsol YPF, ésta informa de las actividades de YPF S.A. y de sus filiales como una Dirección General independiente. La información que se facilita en este apartado c) "*Downstream*" se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio *Downstream* de Repsol YPF. Para información relativa a las actividades de *Downstream* de YPF véase apartado d) YPF del presente epígrafe.

Las operaciones de la Dirección General *Downstream* contribuyeron en un 21,9%, 37,9% y 33,7% del resultado operativo total de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

Repsol YPF lidera el mercado español y en total lleva a cabo actividades de refino en tres países y de distribución y comercialización en cinco. A 31 de diciembre de 2008, la capacidad mundial de refino de Repsol YPF ascendía a 872.000 barriles diarios (excluido YPF y la participación de Repsol YPF en la refinería REFAP) y su red de comercialización se componía de 4.399 estaciones de servicio en todo el mundo.

c.1) Refino

Las refinerías de Repsol YPF producen un amplio rango de productos petrolíferos, incluyendo combustibles para automoción e industriales, combustibles de aviación, lubricantes, productos petroquímicos básicos, asfalto y coque. Con fecha del 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF tenía participación en siete refinerías (incluyendo las seis que opera). Repsol YPF opera cinco refinerías en España con una capacidad instalada total de 770.000 barriles/día, y una refinería en Latinoamérica (Perú) con una capacidad instalada total de 102.000 barriles/día.

Repsol YPF es el mayor operador de refino nacional en España y, a 31 de diciembre de 2008, poseía aproximadamente el 58% de la capacidad de refino nacional estimada en términos de capacidad instalada de destilación primaria.

Repsol YPF es el operador técnico de la refinería de La Pampilla en Perú, en la que posee una participación del 51,03%.

Además, Repsol YPF posee una participación en una refinería de Brasil, operada por otras sociedades. El 17 de diciembre de 2008, Repsol YPF vendió su participación en la refinería de Manginhos.

c.1.1) Capacidad instalada, suministro y producción

En la tabla que sigue a continuación se desglosa la capacidad de las refinerías propiedad total o parcial de Repsol YPF a 31 de diciembre de 2008:

Capacidad de refino y configuración ⁽¹⁾	Destilación primaria (miles de barriles por día natural)	Índice de conversión ⁽²⁾ (%)	Lubricantes (miles de toneladas anuales)
España			
Cartagena.....	100	—	155
La Coruña.....	120	66	—
Puertollano.....	150	66	110
Tarragona.....	180	44	—
Bilbao.....	220	32	—
Total Repsol YPF (España).....	770	43	265
Perú			
La Pampilla.....	102	24	—
Total Repsol YPF.....	872	40	265

(1): Información presentada de acuerdo con los criterios de consolidación de Repsol YPF: todas las refinerías reportadas en bases 100%.

(2): Definido como el ratio entre coeficiente de capacidad de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC"), equivalente y la capacidad de destilación primaria.

El 17 de diciembre de 2008, Repsol YPF vendió su participación en la refinería de Manguinhos (sita en Brasil), con una capacidad total de destilación primaria de 14.000 barriles por día natural. Además, el 1 de julio de 2008, Repsol YPF reclasificó su participación en la de REFAP (situada en Brasil) como activo no corriente disponible para su venta. La capacidad total de destilación primaria de la refinería REFAP asciende a 180.000 barriles por día natural.

Durante 2008, las refinerías de Repsol YPF procesaron 39,0 millones de toneladas de crudo, de las que el 3% fue producción propia de Repsol YPF, mientras que el crudo restante se compró bien a través de contratos o en los mercados spot. De acuerdo con la relación con Pemex, Repsol YPF le compra una cantidad de barriles por día que se fija todos los años. En 2008, 2007 y 2006, esta cantidad se fijó en aproximadamente 95.500, 100.000 y 104.000 barriles/día respectivamente. La cantidad para 2009 se estima en 87.500 barriles diarios. En 2008, se compraron y se revendieron de 8,2 millones de toneladas de petróleo y 1,6 millones de toneladas de productos intermedios y finales en total.

En la siguiente tabla se presenta el origen del crudo procesado en 2008, 2007 y 2006:

	2008	2007	2006
Medio Oriente.....	23%	18%	20%
Norte de África.....	16%	13%	19%
África Occidental.....	11%	10%	8%
Latinoamérica.....	23%	24%	27%
Europa.....	27%	35%	26%
Total.....	100%	100%	100%

La tabla siguiente establece las cifras de producción de refino de *Downstream* referentes a los principales productos durante los periodos que se indican:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Materia prima procesada⁽¹⁾⁽²⁾			
Crudo.....	39,0	40,1	39,8
Otras materias primas.....	5,1	6,5	5,5
Total.....	<u>44,1</u>	<u>46,6</u>	<u>45,3</u>
Producción de refinería⁽¹⁾⁽³⁾			
Destilados Medios	19.994	20.906	20.295
Gasolina	7.235	7.820	7.858
Fueloil	7.308	7.337	6.936
GLP.....	1.013	1.017	988
Asfaltos ⁽⁴⁾	1.558	1.741	1.639
Lubricantes.....	212	249	238
Otros (excepto petroquímicos)	1.674	1.627	1.578
Total.....	<u>38.995</u>	<u>40.696</u>	<u>39.532</u>

(1): Información presentada de acuerdo con los criterios de consolidación de Repsol YPF: todas las refinerías contabilizadas sobre en base 100%, excepto REFAP (30%) y Manguinhos (31,13%). Además, el 1 de julio de 2008, Repsol YPF reclasificó su participación en la refinería REFAP como activo no corriente disponible para la venta. El 17 de diciembre de 2008, Repsol YPF vendió su participación en la refinería de Manguinhos. Por consiguiente, la información relativa a las refinerías REFAP y Manguinhos en 2008 se corresponde al periodo enero-junio y al ejercicio completo, respectivamente.

(2): Millones de toneladas.

(3): Miles de toneladas.

(4): Incluye la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), compañía participada al 50% por que Repsol YPF y Cepsa. Repsol YPF comercializa el 50% de los productos de ASESA.

España. Las refinerías de Repsol YPF en España operaron con una utilización media del 91,9% en 2008, en comparación con el 90,8% de 2007 y frente a la estimación del 90,1% de todas las refinerías españolas en 2008, año en el que las 5 refinerías españolas de Repsol YPF procesaron 34,0 millones de toneladas de petróleo, lo que supone aproximadamente el 56% de todo el crudo refinado en el país. La distribución geográfica de las refinerías de Repsol YPF y su proximidad a los principales centros de consumo en España proporciona ventajas competitivas significativas. Dos refinerías (en Cartagena y Tarragona) están situadas en la costa mediterránea, otra (en La Coruña) está situada en la costa noroeste, la cuarta (en Puertollano) está situada en el interior junto a la principal red de oleoductos, y la quinta (en Bilbao) está situada en la costa norte.

Las 5 refinerías propiedad de Repsol YPF en España están llevando a cabo un programa de inversiones con el propósito de adaptar sus esquemas de producción a los estrictos requisitos de calidad del producto de la Unión Europea que entraron en vigor el 1 de enero de 2005 y que establecen especificaciones sobre combustibles para 2005 y 2009. De conformidad con dicho programa, entró en funcionamiento una unidad de Hydrocracking en Tarragona a mediados de 2002 y una unidad de *Mild Hydrocracking* en Puertollano a mediados de 2004; una unidad de isomerización en Tarragona entró en marzo de 2005; una unidad de desulfuración de nafta de FCC en Bilbao comenzó a operar en agosto de 2005, una unidad de hidrotreatmento de carga a FCC en La Coruña en agosto de ese mismo año, y en junio de 2006 una unidad de hidrotreatmento de destilados medios en Bilbao. En 2008, se efectuaron todas las inversiones necesarias para que el 1 de enero de 2009 las refinerías pudieran cumplir las especificaciones sobre combustibles.

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF tenía una capacidad de almacenamiento con una capacidad de 30 millones de barriles de crudo y 46 millones de barriles de producto refinado.

El gobierno español exige que las entidades implicadas en la producción o distribución de productos petrolíferos en España mantengan unos niveles mínimos de reservas de los mismos. En virtud de la legislación establecida en 1994, creó la Corporación de Reservas Estratégicas (CORES) para establecer, gestionar y mantener niveles de reservas estratégicas de crudo y de productos petrolíferos. En 2008, se vendieron a CORES 59.353 toneladas de productos. Repsol YPF cumple en todos los aspectos materiales con el reglamento actual referentes a CORES.

Perú. La Pampilla, situada a 25 km. al norte de Lima, tiene una capacidad total de refino de aproximadamente 102.000 barriles/día y, según las estimaciones de Repsol YPF, a 31 de diciembre de 2008 posee más del 50% de la capacidad de refino del país. Durante este año, La Pampilla funcionó a una capacidad media del 75,2% frente al 82,5% de 2007. Además, se beneficia de su proximidad a Lima, que Repsol YPF estima que supone más del 50% de la demanda de productos petrolíferos de Perú, y de la larga distancia a fuentes alternativas de suministro del Golfo de México. En 2008 esta refinería procesó 3,9 millones de toneladas de crudo.

Brasil. Repsol YPF posee una participación del 30% de la refinería de REFAP al sur de Brasil, que el 1 de julio de 2008 se reclasificó como activo no corriente disponible para la venta. El 17 de diciembre de 2008, Repsol YPF vendió su participación del 31,13% en la refinería de Manguinhos sita en Río de Janeiro.

c.1.2) Ventas y distribución

En la tabla que sigue se recogen las ventas de productos petrolíferos desglosadas por producto y mercados. (No se incluyen las ventas de GLP a compañías de distribución afines a Repsol YPF. véase apartado C3 “GLP”).

	2008	2007	2006
	(miles de toneladas) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾		
Ventas en Europa	36.361	37.262	36.991
-Marketing propio	23.199	24.454	24.155
-Productos ligeros	19.336	20.308	19.703
-Otros productos	3.863	4.146	4.452
-Otras ventas en el mercado nacional.....	6.926	6.809	7.437
-Productos ligeros	4.985	4.748	5.262
-Otros productos	1.941	2.061	2.175
- Exportaciones	6.236	5.999	5.399
-Productos ligeros	1.761	1.905	1.979
-Otros productos	4.475	4.094	3.420
Ventas en el resto del mundo.....	6.501	9.197	8.051
-Marketing propio	2.981	4.628	3.659
-Productos ligeros	2.412	4.015	3.223
-Otros productos	569	613	436
-Otras ventas en el mercado nacional.....	2.314	3.219	2.812
-Productos ligeros	1.702	2.357	2.085
-Otros productos	612	862	727
-Exportaciones	1.206	1.350	1.580
-Productos ligeros	302	294	533
- Otros productos	904	1.056	1.047
Ventas totales.....	42.862	46.459	45.042
-Marketing propio	26.180	29.082	27.814
-Productos ligeros	21.748	24.323	22.926
-Otros productos	4.432	4.759	4.888
-Otras ventas en el mercado nacional.....	9.240	10.028	10.249
-Productos ligeros	6.687	7.105	7.347
-Otros productos	2.553	2.923	2.902
-Exportaciones	7.442	7.349	6.979
-Productos ligeros	2.063	2.199	2.512
-Otros productos	5.379	5.150	4.467

(1): La información incluye el 30% y el 31,13% de las refinerías REFAP y Manguinhos (ambas en Brasil), respectivamente. Además, el 1 de julio de 2008, Repsol YPF reclasificó su participación en la refinería REFAP como activo no corriente disponible para la venta. El 17 de diciembre de 2008, Repsol YPF vendió su participación en la refinería de Manguinhos. Por consiguiente, la información relativa a las refinerías REFAP y Manguinhos en 2008 se corresponde al periodo enero-junio y al ejercicio completo, respectivamente.

(2): Otras ventas en el mercado nacional: incluye ventas a operadores y bunker.

(3): Exportaciones: Expresadas desde el país de origen.

c.1.3) Transporte de crudo y distribución de productos petrolíferos

En España, Repsol YPF distribuye la mayor parte de los productos ligeros a través de las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (“CLH”).

CLH es el principal operador logístico de productos petrolíferos en España. A 31 de diciembre de 2008, la red logística de CLH constaba de 3.835 km. de oleoductos de productos refinados y dos buques cisterna. CLH también posee 38 instalaciones de almacenamiento (todas ellas conectadas a la red múltiple de oleoductos con excepción de Gijón, Motril y las cuatro de Baleares) y 28 instalaciones de distribución en aeropuertos, que en total suponen una capacidad de aproximadamente 6,6 millones de m³.

De marzo de 2003 a 11 de diciembre de 2007, de conformidad con el Real Decreto-Ley 6/2000, la participación de Repsol YPF en CLH fue del 25% (un 5,33% mantenida indirectamente a través de su filial Petronor) y, combinada con la participación de las otras entidades con capacidades de refino en España, del 45%. En diciembre de 2007, Repsol YPF vendió a Deutsche Bank el 10% de su participación en CLH en dos transacciones del 5% cada una por valor 353 millones de euros, quedando reducida, así, su participación al 15%. Repsol YPF considera que su participación del 15% en CLH es óptima y que las transacciones están en línea con su estrategia de desinvertir gradualmente en activos no estratégicos.

El crudo se transporta desde Cartagena a Puertollano por medio de un oleoducto de 358 km. Este oleoducto inició sus operaciones en el año 2000, sustituyendo al de Málaga-Puertollano, ambos propiedad de Repsol YPF.

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF disponía de una capacidad total arrendada de aproximadamente 125.000 m³ en Perú.

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF había contratado buques en modalidad “*Time Charter*” para el transporte de crudo y/o de productos petrolíferos, con una capacidad combinada total de 1.027.380 m³, de los que el 85% correspondía al transporte de crudo y el 15% al de productos del petróleo.

c.2) Comercialización

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* con fecha del 31 de diciembre de 2008 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol YPF⁽¹⁾	Abanderadas⁽²⁾	Total
España	2.684	906	3.590
Perú	119	116	235
Ecuador	—	—	—
Brasil	—	—	—
Portugal	265	176	441
Italia	47	86	133
Total.....	3.115	1.284	4.399

(1): Propiedad de Repsol YPF o controlado por Repsol YPF en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otros tipos 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 YPF 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 media de los contratos es de cinco años.

A 31 de diciembre de 2008, el número de estaciones de servicio había experimentado un descenso, pasando de las 4.783 registradas en la misma fecha del año anterior a las 4.399 de ese año, principalmente debido a la desinversión de activos no estratégicos en Brasil y Ecuador.

España. La estrategia de comercialización de Repsol YPF en España es mantener su cuota de mercado de ventas en estaciones de servicio.

Asimismo, la estrategia de Repsol YPF incluye aumentar sus márgenes a través de la venta de productos distintos a los combustibles, incrementando la fidelidad de sus clientes y manteniendo las marcas de Campsa, Petronor y Repsol, diferenciando con ello sus productos en España mediante el posicionamiento individual de cada marca.

En este país, Repsol YPF vende carburantes al público con las marcas comerciales Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2008:

Puntos de venta por marca	Puntos de venta
CAMPSA	614
Repsol	2.627
Petronor.....	327
Sin marca.....	22
Total.....	3.590

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF tenía en España vínculo fuerte con 2.684 de sus puntos de venta (de los que Repsol YPF explotaba 952), lo que supone un 75% de los mismos y refleja el elevado grado de control de su red de puntos de venta. El 25% restante estaban abanderados. Repsol YPF explota el 26,5% del total de sus puntos de venta en España. Las ventas de su propia cadena suponen el 31,6% de las ventas totales de la red de estaciones de servicio.

Repsol YPF suministra productos del petróleo no sólo a través de su propia red de ventas, sino también a través de otros operadores, y considera que su red de refinerías en España la sitúa como proveedor competitivo de productos del petróleo a otros operadores.

El mercado español de productos del petróleo es un mercado maduro. Para mantener su cuota de mercado y su rentabilidad, Repsol YPF ofrece productos y servicios con mayor valor añadido, siendo los más importantes los siguientes: Gna efitec 98, el Gasóleo de Automoción “e+10”, las estaciones de servicio Repsol Supercor (que Repsol YPF explota conjuntamente con El Corte Inglés), la tarjeta VISA Repsol y la tarjeta Solred.

Las estaciones de servicio Repsol Supercor venden una amplia variedad de bienes de consumo además de carburantes. A 31 de diciembre de 2008, 38 estaciones, situadas principalmente en Madrid, Barcelona y Málaga se gestionaban bajo esta marca comercial.

Repsol YPF consideraba que, a 31 de diciembre de 2008, sus competidores en España con capacidad de refino local (Cepsa, Elf y BP Oil España) estaban vinculados al 24,9% aproximadamente de los puntos de venta del mercado español y estima que, en esa misma fecha, aproximadamente 3.410 estaciones de servicio eran propiedad de, o abanderadas por, compañías sin refinerías en España frente a las 3.332 de 31 de diciembre de 2007 y a las 3.171 de 31 de diciembre de 2006.

El Real Decreto-Ley 6/2000 dispuso el requisito de informar al Ministerio de Economía de los precios de venta actuales en la red de estaciones de servicio y la prohibición de incrementar los puntos de venta durante un periodo de cinco años aplicable a los distribuidores mayoristas con una cuota de mercado superior al 30% (tres años en el caso de distribuidores mayoristas con una de entre el 15% y el 30%). En la actualidad, las estaciones de servicio de Repsol YPF suponen el 38,56% del total en España. Cuando la prohibición establecida por el Real Decreto 6/2000 venció en junio de 2005, Repsol YPF siguió centrándose en mejorar la calidad de su red. Las medidas establecidas en el Real

Decreto-Ley 6/2000 también facilitan la instalación de nuevas estaciones de servicio en grandes establecimientos comerciales.

Portugal. En 2004, la adquisición de la red de estaciones de servicio de Shell en Portugal, que constaba de 303 puntos de venta, de los que 42 están explotadas y son propiedad de la compañía, incrementó el número de puntos de venta de Repsol YPF en dicho país. A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF contaba con 441 puntos de venta en este país (265 en propiedad, 176 abanderadas), 81 de los cuales se explotan directamente a través de GESPOST, sociedad participada al 100% por Repsol Portugal, lo que supone aproximadamente el 22,8% de todos los puntos de venta en esa misma fecha (la cuota de APETRO no incluye estaciones de servicio de marca blanca o hipermercados).

Ecuador. De conformidad con su estrategia de desinvertir los activos no estratégicos, Repsol YPF vendió sus negocios de comercialización de combustibles líquidos en Ecuador a Primax por 47 millones de dólares en junio de 2008. Dicha venta incluía 123 estaciones de servicio, además de la infraestructura logística y comercial, así como otros negocios complementarios, tales como las ventas directas, lubricantes y aviación.

Brasil. En diciembre de 2008, Repsol YPF vendió sus actividades de comercialización de combustibles líquidos en Brasil al grupo brasileño AleSat por 55 millones de dólares. Dicha venta incluía 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura logística y comercial, así como otros negocios complementarios, tales como tiendas de conveniencia, ventas directas y asfaltos.

Perú. En junio de 2006, tras el acuerdo alcanzado con Mobil Oil Perú SRL para adquirir su red de estaciones de servicio y su negocio de Ventas Directas, Refinería La Pampilla S.A. (en la que Repsol YPF posee una participación del 51% y para la cual Repsol YPF explota su refinería) se convirtió en el mayor operador del país, tanto en ventas al por menor como en ventas directas, con una cuota de mercado del 28,6% en diciembre de 2008, cuando la integración se hizo efectiva. A 31 de diciembre de 2008, la red de estaciones de servicio contaba con 235 puntos de venta.

Otros mercados del petróleo. Repsol YPF también vende productos del petróleo a los mercados industrial, marítimo y de aviación. Los productos vendidos en dichos mercados incluyen gasóleo, queroseno, fueloil, lubricantes, asfalto, petróleo coque y otros productos derivados.

c.3) GLP

Las ventas de GLP durante los últimos tres años por región y por tipología de producto son las siguientes:

VOLUMEN DE VENTAS DE GLP	2008	2007	2006
	(miles de toneladas)		
España	1.623	1.684	1.680
Latinoamérica.....	1.360	1.473	1.340
Argentina	326	363	317
Bolivia.....	22	148	156
Chile	193	189	168
Perú	408	373	328
Ecuador.....	390	383	361
Otros ⁽¹⁾	21	17	10
Resto del mundo.....	240	248	227
Total.....	3.223	3.405	3.247
Volumen de ventas de GLP			
Envasado	1.897	2.026	2.039
A granel, canalizado y otros ⁽²⁾	1.326	1.379	1.208
Total.....	3.223	3.405	3.247

(1): Brasil.

(2): Incluye ventas al mercado de autogas, petroquímico, de operadores de GLP y otros.

España

Repsol Butano, realiza las actividades de distribución de GLP de Repsol YPF, y distribuye GLP a usuarios domésticos e industriales españoles desde hace más de 50 años, siendo en la actualidad el mayor comercializador mayorista y minorista de GLP en España, con una cuota de mercado del 78,8% a 31 de diciembre de 2008.

Repsol Butano suministra GLP en bombonas a más de 10,9 millones de clientes en España, abarcando todo el mercado español, salvo las Islas Canarias. Mientras que la gran mayoría de sus ventas de GLP en bombonas están destinadas al mercado doméstico, también vende GLP a granel a clientes industriales, comerciales y domésticos para su uso como combustible.

El GLP envasado se utiliza casi exclusivamente como combustible doméstico en cocinas, calentadores de agua y, en algunos casos, calefacciones. Las ventas de GLP a granel permanecieron estables, mientras las de canalizado aumentaron un 4,6% respecto a 2007. El GLP envasado supuso el 54,9% del volumen total de ventas de Repsol Butano en 2008.

Aproximadamente el 34,9% de las ventas de Repsol Butano de 2008 fueron de GLP a granel. El GLP a granel se utiliza como combustible en los mercados agrario, industrial y doméstico, y para el transporte. Repsol Butano vende la mayor parte del GLP a granel directamente al usuario final. El GLP a granel se utiliza como combustible industrial para hornos industriales y calefacción en la industria agropecuaria. El GLP a granel también se utiliza en el mercado doméstico, particularmente en viviendas plurifamiliares, para los mismos usos que el GLP envasado. La mayor parte del GLP a

granel se entrega mediante camiones cisterna. Además, Repsol Butano distribuye GLP a través de gasoductos (canalizado) conectados a usuarios industriales y domésticos y considera que dicha distribución puede ser un paso intermedio importante entre el mercado de GLP envasado y el mercado del gas natural en el futuro.

Repsol Butano vendió 1,65 millones de toneladas de GLP en 2008, en comparación con las 1,68 millones de toneladas en 2007 y 2006. En 2008, aproximadamente el 50,3% del suministro de materia prima de Repsol Butano se obtuvo de refinerías españolas, del que el 32,3% procedía de refinerías de Repsol YPF y el 18,0% restante de Cepsa y BP, comprándose el resto a fuentes situadas en el Mar del Norte, Arabia Saudita y Argelia.

El envasado de GLP se realiza en las 13 factorías de Repsol Butano presentes en toda España. Tras envasar el GLP en una planta, se entrega a la red de 522 agentes de distribución de gas envasado de Repsol Butano. Los agentes de distribución entregan el GLP a los clientes minoristas en su domicilio. Repsol Butano cuenta aproximadamente con 32 millones de bombonas en circulación para el almacenamiento y entrega de GLP.

Como resultado de la reducción de las ventas registrada en 2007, Repsol Butano está ajustando el número de factorías en el mercado para optimizar la red. A finales de 2008, Repsol YPF contaba con 16 factorías activas (de las 19 iniciales que suministraban GLP envasado, a granel y canalizado a finales de 2006) de las cuales 13 lo suministraban en los tres segmentos y otras tres única y exclusivamente a granel canalizado.

Argentina

Repsol YPF opera en el mercado minorista de GLP en Argentina a través de Repsol-YPF Gas, S.A., en la que posee una participación del 85% a través de Repsol Butano S.A. Pluspetrol posee el 15% restante. Repsol YPF comercializa el 100% de sus ventas totales de GLP a usuarios finales en bombonas, a granel y canalizado.

La cuota de mercado minorista de Repsol YPF a finales de 2008 alcanzó al 34,8%. En 2008 las ventas de GLP ascendieron a 326.000 toneladas.

Portugal

Repsol YPF lleva presente en el mercado portugués de GLP desde 1993, abasteciendo inicialmente el mercado desde las factorías de Repsol Butano en España.

El 9 de diciembre de 2004, Repsol YPF alcanzó un acuerdo con Shell Petroleum Company para la adquisición de Shell Gas (LPG) S.A. en Portugal. La adquisición se hizo efectiva en abril de 2005 tras su aprobación por las autoridades antimonopolio correspondientes.

En 2008, las ventas en este país alcanzaron las 184.000 toneladas, de las cuales las de GLP envasado ascendieron a 90.000 toneladas, es decir, un 48,6% de las ventas total de GLP en Portugal.

Otros mercados

En noviembre de 2008, Repsol YPF vendió su participación del 51% en Repsol Gas Bolivia a Corporación del Gas, S.A., propietaria del 49% restante.

En Bolivia, Chile, Perú, Ecuador y Brasil, Repsol YPF generó unas ventas consolidadas de 1.034.000 toneladas en 2008.

En diciembre de 2007, Repsol YPF vendió su participación del 30% en Limagas (un distribuidor de GLP en Perú) a Modlinco S.A. que poseía el 70% restante.

En los otros dos mercados en los que Repsol YPF comercializa GLP, Francia y Marruecos, se han generado unas ventas consolidadas de 56.000 de toneladas en 2008.

c.4) Productos químicos

La actividad química del negocio de *Downstream* produce, distribuye y comercializa directamente productos petroquímicos principalmente en Europa, además de liderar el mercado español tanto en productos petroquímicos básicos como en derivados, estos últimos incluyendo 2 categorías: poliolefinas polímeros y productos intermedios.

Las instalaciones de producción más importantes de la compañía se hallan en España (complejos industriales de Puertollano y Tarragona) y en Portugal (complejo de Sines).

Adicionalmente, Repsol YPF produce, también caucho sintético a través de la joint venture de Dynasol (50%), derivados del estireno, a través de su filial Polidux, así como especialidades químicas (acelerantes y agroquímicos, por ejemplo) a través de su filial General Química.

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 2008.

<u>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN</u>	<u>Total</u>
	<u>(miles de toneladas)</u>
Productos petroquímicos básicos	
Etileno.....	1.320
Propileno.....	867
Butadieno.....	202
Benceno.....	290
Derivados petroquímicos	
Poliolefinas	
Polietileno ⁽¹⁾	875
Polipropileno.....	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero.....	1.189
Acilonitrilo/Metil metacrilato.....	166
Caucho ⁽²⁾	108
Otros ⁽³⁾	69

(1): Incluye los copolímeros de EVA (etilén vinilacetato) y EBA (etileno butilacrilato).

(2): Incluye 53.000 toneladas de capacidad de producción sita en México.

(3): Incluye derivados del estireno y especialidades.

La tabla que sigue presenta el volumen de ventas de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006 de productos petroquímicos dentro del negocio de *Downstream*:

	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	<u>(miles de toneladas)</u>		
Ventas de productos petroquímicos por tipo de producto			
Química Básica.....	629	772	753

	2008	2007	2006
	(miles de toneladas)		
Química Derivada.....	1.973	2.341	2.212
Total	2.602	3.113	2.965

Ventas de productos petroquímicos por región

Europa	2.348	2.776	2.714
Resto del mundo	254	337	251
Total	2.602	3.113	2.965

c.4.1) Productos petroquímicos básicos

La producción de productos petroquímicos básicos de *Downstream* se centra en la obtención de olefinas y aromáticos, y tiene una capacidad anual de 1.320 millones de toneladas de etileno (910.000 toneladas en España y 410.000 toneladas en Portugal).

Las operaciones de producción de productos petroquímicos básicos de Repsol YPF —excepto en lo que respecta al complejo petroquímico de Sines, situado cerca de una refinería que no es propiedad de la compañía— se integran estrechamente en las actividades de refino, dado que las unidades de producción se encuentran físicamente dentro de las refinerías propiedad de Repsol YPF. Las ventajas que resultan de esta estructura incluyen el suministro flexible de materias primas al cracker de olefinas, el uso eficiente de coproductos (tales como hidrógeno y gasolina de pirólisis) y las sinergias en suministro de energía. Adicionalmente existe una ventajosa integración entre los productos petroquímicos básicos y derivados de Repsol YPF.

Las ventas de productos petroquímicos básicos de Repsol YPF en 2008 ascendieron a 629.000 toneladas, de las cuales 580.000 se vendieron en Europa y las otras 49.000 en el resto del mundo (fundamentalmente en México).

c.4.2) Productos petroquímicos derivados

Repsol YPF clasifica sus productos petroquímicos derivados de *Downstream* en dos categorías: poliolefinas y productos intermedios. Las poliolefinas incluyen una amplia variedad de polímeros que se producen principalmente en España en los complejos de Tarragona y Puertollano, y en Portugal en el complejo de Sines. Por su parte, los productos intermedios abarcan una rica gama de productos petroquímicos, tales como estireno y derivados, óxido de propileno, glicoles, polioles, acrilonitrilo, metilmetacrilato caucho y especialidades.

Las ventas de productos derivados de Repsol YPF en 2008 ascendieron a 1.973.000 de toneladas, de las cuales 1.768.000 se vendieron en Europa y las otras 205.000 en el resto del mundo.

En 2008, las inversiones en la actividad química adscrita al área de negocio de *Downstream* estuvieron orientadas principalmente a promover la estrategia de crecimiento de Repsol YPF incluyendo la ampliación de capacidad de cracker en Tarragona (hasta las 702.000 toneladas de etileno previsto alcanzar en el año 2010) En junio de 2008 se aprobó el proyecto de ampliación del complejo de Sines en Portugal, que duplicará su producción y aumentará su competitividad se espera se dupliquen gracias a una mayor integración y eficiencia energética. El proyecto incluye 3 nuevas plantas (una planta de polietileno lineal, otra de polipropileno y una tercera de cogeneración), así como la ampliación del cracker de olefinas en un 40% de la planta del cracker hasta alcanzar las 570.000 toneladas/año de etileno. Además, se han llevado a cabo inversiones para mejorar las unidades ya

existentes de Repsol YPF y lograr una mayor eficiencia y reducción de costes, así como una mejora de la calidad del producto y cumplimiento de los estándares de seguridad y medioambiente.

En febrero de 2008, Repsol YPF vendió las filiales de Brondersley en Dinamarca y de Polivar en Italia en el marco de su desinversión del negocio de polimetil metacrilato (PMMA).

c.5) Electricidad

Repsol YPF tiene una potencia instalada total en plantas de cogeneración de 637 MW:

- Dispone de ocho instalaciones de cogeneración integradas en las refinerías españolas, con una capacidad total de 331 MW.
- Dispone de una instalación de cogeneración integrada en la refinería La Pampilla (Perú), con una capacidad total de 10 MW.
- Dispone de cuatro instalaciones de cogeneración integradas en centros petroquímicos de España y Portugal, con una capacidad total de 296 MW.

La electricidad que se genera en estas instalaciones se destina bien al autoconsumo o bien se vende en el mercado.

d) YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa de Repsol YPF, ésta informa de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF S.A. y sus filiales como un nuevo segmento independiente que se organiza en torno a dos unidades de negocio:

- *Upstream*; y
- *Downstream*.

En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

Las actividades de YPF supusieron aproximadamente el 22,8%, el 21,1% y el 23,0% del resultado operativo de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

d.1) *Upstream*

La unidad de *Upstream* de YPF abarca la exploración y producción de crudo y de gas natural, principalmente en Argentina. Otras actividades del *Upstream* de YPF son el suministro y la venta de gas natural y de líquidos de gas natural en Argentina.

Las actividades de *Upstream* de YPF supusieron aproximadamente el 8,7%, el 16,9% y el 20,5% del resultado operativo de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

d.1.1) Producción, superficie en acres y actividades de perforación

La tabla que sigue muestra la producción media diaria neta de petróleo y gas natural de YPF en 2008, 2007 y 2006:

PRODUCCIÓN MEDIA DIARIA NETA	Producción por zona geográfica								
	2008			2007			2006		
	Líquidos	Gas Natural	Total	Líquidos	Gas Natural	Total	Líquidos	Gas Natural	Total
	(mmbbl/d)	(mmcf/d)	(mbep/d)	(mmbbl/d)	(mmcf/d)	(mbep/d)	(mmbbl/d)	(mmcf/d)	(mbep/d)
Argentina	313	1.706	617	330	1.795	649	348	1.846	677
Resto del mundo	2	1	2	*	1	*	*	2	*
Total producción neta	315	1.707	619	330	1.796	649	348	1.848	677

(*): Cantidades inferiores a mil barriles de petróleo o equivalente de petróleo por día.

En 2008, la producción de crudo y de gas natural en Argentina, medida en bep, experimentó un descenso del 4,7% frente a 2007. La contracción de la producción de YPF en períodos recientes puede atribuirse principalmente a la madurez de sus campos, aunque los paros laborales y cuestiones relativas a los sistemas de transporte de hidrocarburos han contribuido en determinadas ocasiones a causar demoras en la producción y en ciertos proyectos. En 2008, una serie de conflictos laborales y sociales paralizó la producción de aproximadamente 4,88 mmbep en la unidad de negocio sur de la cuenca del Golfo de San Jorge (UNAS) y en la unidad oeste de la cuenca de Neuquén (UNAO). Debido a algunos problemas que afectaron al oleoducto principal de la UTE Magallanes situada en la provincia de Tierra del Fuego, la producción de gas y petróleo se vio interrumpida entre diciembre de 2006 y marzo de 2008. En 2007, el socio de YPF en la UTE sustituyó 18,6 km. del oleoducto (17 km. marítimos y 1,6 km. terrestres), que conecta la plataforma A3 con la batería. Además se sustituyeron 3,7 km. del oleoducto que une las plataformas AM2 y AM3. Estas obras, que experimentaron retrasos prolongados por condiciones meteorológicas adversas, finalizaron en los primeros meses del año 2008 y comenzaron a funcionar en marzo de ese mismo año, recuperando, así, la producción de los campos. La aportación total de YPF a este proyecto ascendió a 20,9 millones de dólares (13,7 millones de euros).

En la tabla que sigue figuran los costes medios de producción por zona geográfica en 2008, 2007 y 2006:

COSTES MEDIOS DE PRODUCCIÓN	2008	2007	2006
	(€/bbl)		
Lifting costs (costes de extracción).....	4,42	3,62	3,03
Regalías, impuestos locales y retenciones sobre las exportaciones .	3,23	2,69	3,13
Costes de transporte y otros costes	0,19	0,07	0,06
Costes de producción medios	7,84	6,38	6,22

El coeficiente de los costes de extracción (*lifting costs*) ascendió a 4,42 € por barril equivalente de petróleo en 2008.

El coeficiente de los costes de extracción se calcula como cociente del coste de producción (excluyendo regalías, impuestos locales, retenciones sobre las exportaciones de petróleo y gas de Argentina, transporte y otros costes,) dividido por la producción anual. En 2008 ascendió a 4,42 euros por barril equivalente de petróleo, calculado como el cociente entre unos costes de producción de 1.776 millones de euros menos regalías, impuestos locales y retención de exportaciones de petróleo y gas de Argentina por valor de 732 millones de euros y menos transporte y otros costes por valor de 42 millones de euros, dividido por la producción anual de 226,62 mmbep.

En las siguientes tablas se recoge información acerca de las actividades de YPF en las fechas y durante los periodos establecidos a continuación.

Superficie en acres desarrollada y no desarrollada

	2008	2007	2006
	(miles de acres)		
Desarrollada⁽¹⁾			
Bruto ⁽²⁾	834	650	621
Neto ⁽³⁾	558	546	459
No desarrollada⁽⁴⁾			
Bruto ⁽²⁾	8.310	8.303	8.979
Neto ⁽³⁾	6.024	5.906	5.748

(1): La superficie en acres desarrollada se aplica o es asignable a pozos productivos.

(2): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el YPF y compañías asociadas tienen algún tipo de participación.

(3): El término “neto” se refiere a detraer del total “bruto” la participación de terceros.

(4): Se considera que la superficie en acres no desarrollada son los acres en los que no se han perforado o completado pozos hasta el punto de que pudiera posibilitarse la producción de cantidades comerciales de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie en acres contiene o no reservas probadas.

Número de pozos productivos

	2008	2007	2006
Petróleo			
Bruto ⁽¹⁾	11.418	11.387	10.765
Neto ⁽²⁾	9.839	9.879	9.391
Gas			
Bruto ⁽¹⁾	807	749	674
Neto ⁽²⁾	546	498	447

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el YPF y compañías asociadas tienen algún tipo de participación.

(2): El término “neto” se refiere a detraer del total “bruto” la participación de terceros.

Número de pozos de desarrollo

	2008	2007	2006
Bruto⁽¹⁾			
Petróleo.....	531	622	703
Gas.....	61	75	42
Seco	12	14	12
Total	<u>604</u>	<u>711</u>	<u>757</u>
Neto⁽²⁾			
Petróleo.....	397	488	580
Gas.....	43	51	14
Seco	12	13	10
Total	<u>452</u>	<u>552</u>	<u>605</u>

(1) El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el YPF y compañías asociadas tienen algún tipo de participación.

(2) El término “neto” se refiere a detraer del total “bruto” la participación de terceros.

Número de pozos de exploración

	Productivo		Seco		En evaluación		En proceso de perforación		Total	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2008 ⁽¹⁾ ...	4	3	13	7	—	—	3	2	20	12
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2007 ⁽¹⁾ ...	6	5	17	11	1	1	5	4	29	21
Año que finaliza el 31 de diciembre de 2006 ⁽¹⁾ ...	2	2	17	13	2	2	7	5	28	22

(1): El término “bruto” se refiere a la actividad total en la que el YPF y compañías asociadas tienen algún tipo de participación. El término “neto” se refiere a detraer del total “bruto” la participación de terceros.

Costes de exploración capitalizados pendientes de la determinación de reservas probadas

A continuación se desglosan los costes de los pozos de exploración de YPF:

	2008	2007	2006
COSTES DE LOS POZOS DE EXPLORACIÓN	(millones de euros)		
Balance inicial el 1 de enero	37	35	57
Adiciones a los costes capitalizados de pozos de exploración pendientes de la determinación de reservas probadas.....	54	38	54
Reclasificaciones de pozos, instalaciones, y equipos en base a la determinación de reservas probadas	(5)	—	(16)
Costes capitalizados de sondeos de exploración llevados a gastos	(60)	(32)	(55)
Ajuste por variación de tipo de cambio.....	1	(4)	(5)
Balance a 31 de diciembre	<u>27</u>	<u>37</u>	<u>35</u>
Costes capitalizados de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo de un año o menos	26	27	26
Costes capitalizados de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo superior a un año.....	1	10	9
Balance a 31 de diciembre	<u>27</u>	<u>37</u>	<u>35</u>
Número de proyectos con costes de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo superior a un año	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>3</u>

La tabla que sigue proporciona información adicional relativa a los proyectos que tienen activados costes de pozos de exploración que llevan capitalizados un periodo superior a un año contado desde la fecha de su finalización:

<u>País/Proyecto</u>	<u>Millones de euros a 31 de diciembre de 2008</u>	<u>Años Pozos Perforados</u>	<u>Comentarios</u>
Argentina			
Borde Sur del Payún x-1	1,2	2006-2007	En enero de 2009, el proyecto se reclasificó como pozos, instalaciones, y equipos en base a la determinación de reservas probadas

d.1.2) Exploración, desarrollo, adquisiciones y producción

La estrategia *Upstream* de YPF consiste en optimizar los activos existentes, aumentar la recuperación, mejorar las operaciones e invertir en campos de producción en Argentina.

Los campos de petróleo y gas argentinos han alcanzado su madurez, como resultado de lo cual las reservas y la producción de YPF disminuyen a medida que se agotan las primeras. Dado que las concesiones de YPF afectan principalmente a campos maduros de gas y petróleo que están experimentando un descenso natural de la producción, resulta difícil sustituir las reservas probadas a partir de otras categorías.

YPF continúa ejecutando la iniciativa denominada Plan de Desarrollo de Activos (PLADA), que comprende revisiones exhaustivas de sus campos de petróleo y gas con el objetivo de identificar las oportunidades que brindan las nuevas tecnologías y trazar nuevas estrategias que permitan rejuvenecer los campos viejos y optimizar el desarrollo de otros nuevos en el complejo panorama de las cuencas argentinas. Muchos de los campos de YPF comparten características con los campos maduros de otros lugares del mundo que han experimentado unos factores de recuperación significativamente superiores mediante la aplicación de nuevas tecnologías similares a las que YPF está evaluando. Sin embargo, la viabilidad financiera de dichas inversiones y de los proyectos vinculados a los factores de recuperación de reservas dependerán, de las condiciones económicas y normativas preponderantes en Argentina, así como de los precios de mercado de los productos de hidrocarburos.

YPF ha presupuestado aproximadamente 1.600 millones de dólares para inversiones y gastos de capital totales en 2009, de los cuales un porcentaje significativo se destinará a actividades de exploración y producción. En el periodo que abarca entre 2009 y 2012, se espera desembolsar un gasto de capital por valor de aproximadamente 6.500 millones de dólares, de los cuales alrededor del 65% girarán en torno a proyectos de exploración y producción, incluyendo un porcentaje destinado a incrementar el índice de recuperación de los campos. Si bien las reservas de petróleo y de gas de YPF todavía siguen disminuyendo, ésta incrementó su inversión en tecnología de recuperación y exploración en 2008 con el objetivo de mejorar los factores de recuperación y los hidrocarburos existentes.

En las siguientes tablas que siguen se desglosan los costes de producción asumidos por YPF y otros detalles de sus operaciones de producción en 2008, 2007 y 2006:

	2008	2007	2006
	(millones de euros)		
Exploración, desarrollo y adquisiciones (costes incurridos)			
Exploración.....	144	121	119
Desarrollo	1.291	1.074	1.184
Total	<u>1.435</u>	<u>1.195</u>	<u>1.303</u>

	2008	2007	2006
Exploración, desarrollo y adquisiciones			
Área neta de concesión de exploración (en km ²)	54.424	58.873	49.343
Ensayos de sondeos de exploración brutos terminados (número de pozos)	17	23	21
Positivos (número de pozos)	6	6	2
Descubrimientos y extensiones ⁽¹⁾	43	11	20

(1): Millones de barriles equivalentes de petróleo.

Resumen de actividad por país en 2008

País	Bloques ⁽¹⁾		Superficie en acres neta ⁽¹⁾ (km ²)	Superficie en acres neta ⁽¹⁾ (km ²)	Producción neta	Producción neta	Reservas probadas netas
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	(mmboe)	(mboe/d)	(mmboe)
Argentina	92	21	26.532	50.221	225,7	617	1.140,9
Resto del mundo	5	53	17	4.203	0,9	2,4	1,7
Total.....	97	74	26.549	54.424	226,6	619,4	1.142,6

(1): Operada y no operada.

En 2008, la actividad de exploración se centró en dos asuntos principales:

- Marítima (*offshore*): las campañas de perforación de los proyectos de aguas poco profundas comenzaron en octubre de 2008 con el equipo de Ocean Scepter Jack Up. El primer pozo de exploración se perforó en el bloque GSJM-1 (explotado por YPF, donde posee un interés productivo del 67%), sin resultados positivos. Asimismo, YPF comenzó a perforar el pozo Helix x-1 en el bloque E2 (explotado por Sipetrol y donde YPF posee un interés productivo del 33,3%). En febrero de 2009, la perforación del pozo resultó improductiva.
- En tierra (*onshore*): las actividades de perforación se centraron en la exploración de las zonas restantes de los bloques de producción. En términos de adquisiciones sísmicas, las actividades de perforación se centraron fundamentalmente en zonas con escasa actividad de exploración hasta la fecha (Río Barrancas, La Banda y GAN-GAN).

En 2008, 1.357 km² en total fueron objeto de pruebas sísmicas en tres dimensiones en zonas explotadas por YPF y otros 937 km² en zonas de otras sociedades (con participación de YPF). Asimismo, otros 821 km. fueron objeto de pruebas sísmicas en dos dimensiones en zonas explotadas por otras sociedades (con participación de YPF).

En 2008, se perforaron 17 pozos de exploración (en zonas operadas y no operadas): 11 en la cuenca de Neuquina; 3 en la cuenca del Golfo San Jorge (uno de ellos en el mar); 2 en la cuenca Austral y otra en la cuenca Noroeste. Entre los pozos operados con éxito figuran Borde Sur del Payún e-4 (petróleo); Las Flechas x-2001 (petróleo), en la cuenca Austral; y El Balcón x-1 (petróleo), en la cuenca del Golfo San Jorge.

En cuanto a las iniciativas de producción, YPF siguió mejorando sus instalaciones y centrando sus esfuerzos en mejorar el rendimiento efectivo de las propiedades clave de gas y petróleo. Así, por ejemplo, la sexta etapa del Proyecto de Compresión Gradual a Baja Presión del campo de gas natural de Loma La Lata de YPF, por valor de 13 millones de dólares (9 millones de euros), con la cual Repsol YPF ha obtenido una producción de gas y presión en boca de pozo por encima de los pronósticos iniciales, por lo que el proyecto se encuentra parcialmente terminado con excelentes resultados.

Entre los proyectos de mejora de capital de los activos de producción clave de YPF, figuran el proyecto de inyección de agua de Rincón de los Sauces de la cuenca de Neuquén en el campo de Chihuido de la Sierra Negra para mitigar el descenso natural de la producción atribuible a la madurez del campo, que finalizó en 2009 con un coste total de aproximadamente 115 millones de dólares (83 millones de euros). En el año 2008 YPF reparó, además, 49 pozos, perforó otros 8 nuevos para

sustituir a los pozos colapsados y comenzó la modernización de la planta de tratamiento de aguas de Chihuido de la Sierra Negra (la inversión de YPF en estos proyectos durante 2008 ascendió a 29,9 millones de dólares, es decir, 21,5 millones de euros).

Asimismo, ha terminado un estudio piloto para evaluar el proceso de inyección alternada de agua-gas-agua (WAG, por sus siglas en inglés) en Chihuido de la Sierra Negra con la conclusión de que su ampliación no es económicamente viable. En la actualidad, los esfuerzos de YPF se centran en evaluar las oportunidades de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) con métodos químicos (ASP—Álcali-surfactante-polímero) Las labores de delineación y de desarrollo se han centrado en Manantiales Behr, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Desfiladero Bayo, Señal Picada y Cañadón Amarillo. Se están evaluando las oportunidades de gas de baja permeabilidad (*tight gas*) mediante un estudio piloto en Lajas Fm., en la zona de Cupen Mahuida. Además, se está realizando un esfuerzo considerable por mejorar el anegado de agua de Chihuido de la Sierra Negra, Los Perales y Cañadón Seco-Cañadón León.

En el bloque CNQ 7A, explotado por PetroAndina Resources, en el que YPF posee un interés del 50%, ha finalizado la delineación de El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanunl Sur y Puesto Pinto Reservoirs y ha comenzado el desarrollo de dichos depósitos de reservas (reservoirs). En El Corcobo Norte y Jagüel Casa de Piedra se han implantado proyectos de inyección de agua, habiéndose cosechado unos resultados excelentes al poco tiempo. Además, se ha lanzado un proyecto piloto de inyección de vapor en Puesto Pinto.

Por otra parte ha finalizado la instalación del oleoducto de Corcobo Norte a Puesto Hernández, conducción que facilitará el transporte de crudo hasta la refinería de YPF en Luján de Cuyo, desplazando, así, el transporte actual con camiones hasta la planta de Medanito.

Además, la negociación de la prórroga de las concesiones de los bloques de Aguada Pichana (en el que YPF detenta un interés productivo del 27,27%) y de San Roque (en el que ésta posee uno del 34,11%) llegó a buen puerto en el primer trimestre de 2009, prorrogándose durante diez años hasta 2027.

Asimismo, en octubre de 2008, se prorrogaron ocho concesiones de YPF en Neuquén durante otros 10 años (hasta el año 2027): Cerro Bandera, Señal Cerro Bayo, Chihuido de la Sierra Negra, El Portón, Filo Morado, Octógono y Señal Picada-Punta Barda (que opera YPF y en las que posee un interés productivo del 100%) y Puesto Hernández (en la que YPF ostenta un interés productivo del 61,55%, pero no opera).

Mediante el programa PLADA, YPF está intentando mitigar el declive de sus reservas y de su producción, incorporando para ello otras reservas mediante la delineación de campos y mejoras tecnológicas destinadas a mejorar los factores de recuperación con la recuperación secundaria y la perforación de pozos interespaciados. La iniciativa PLADA arrancó a finales de 2006 siguiendo una rigurosa metodología de Gestión de Proyectos. En 2008 se terminaron 44 estudios de conceptualización en 38 zonas de reservas. En este momento, la base de recursos actualizada contempla 479 oportunidades de desarrollo que conforman la base de la planificación estratégica y buena parte del presupuesto y de las actividades operativas. En diciembre de 2008, la cartera de proyectos de YPF abarcaba 1.400 proyectos para desarrollar recursos de desarrollo probados, probables, posibles, así como recursos de exploración, centrados fundamentalmente en el desarrollo petrolífero y en la contabilización del gas de baja permeabilidad (*tight gas*) en la cuenca de Neuquén. Sin embargo, la viabilidad financiera de dichas inversiones y las campañas de recuperación de reservas dependerán de las condiciones económicas y normativas preponderantes en Argentina, así como de los precios de mercado de los productos de hidrocarburos.

d.1.3) Gas natural y GNL

En 2008, YPF vendió aproximadamente el 31% de su gas natural a compañías locales de distribución residencial; aproximadamente el 65% a usuarios industriales (Mega y Profertil, incluidos) y centrales eléctricas; y aproximadamente el 3% restante como exportaciones a mercados extranjeros (fundamentalmente Chile). En torno al 81% de las ventas de gas natural de YPF procedían de la cuenca de Neuquina.

YPF estima (a tenor de los informes preliminares relativos a las cantidades suministradas por las empresas de transporte) que el consumo de gas natural en Argentina ascendió aproximadamente a 1.563 miles de millones de pies cúbicos (bcf, por sus siglas en inglés) en 2008 y que a 31 de diciembre de ese mismo año el número de usuarios conectados a los sistemas de distribución de dicho país rondó los 7,2 millones. El mercado del gas natural argentino ha experimentado un importante crecimiento en los últimos años gracias a la expansión económica, las restricciones internas que se llevan imponiendo a los precios desde 2002 (tras la devaluación de la moneda) y las restricciones a la exportación. Sin embargo, YPF no considera que este mercado vaya a seguir creciendo al mismo ritmo que en los últimos años. En 2008, el volumen de ventas nacionales de gas natural de YPF se situó un 5% por debajo del registrado en 2007 debido al descenso del consumo que experimentaron los mercados residenciales por la mayor suavidad de las temperaturas invernales.

d.1.3.1) Factores que afectan a las ventas nacionales y a las exportaciones

A raíz de la crisis energética de Argentina, desde 2002 el gobierno ha venido estableciendo resoluciones y reglamentos que regulan tanto el mercado de las exportaciones como el nacional, incluyendo para ello la emisión de órdenes de inyección de conformidad con las Resoluciones Núm. 659 y 752 (que exigen a los exportadores el incremento del suministro de gas natural al mercado nacional del país), la emisión de instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de restricciones a la exportación del mismo mediante las empresas de transporte y/o los comités de urgencia constituidos para abordar las situaciones de crisis.

En enero de 2004, el Decreto Núm. 181/04 autorizó a la Secretaría de Energía a negociar con los productores un mecanismo de fijación de los precios del gas natural suministrado a las industrias y a las empresas eléctricas. Sin embargo, los precios del mercado nacional a nivel del mercado minorista quedaron al margen de tales negociaciones. Desde entonces, el Gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas adicionales destinadas a satisfacer la demanda nacional de gas natural, incluidos reglamentos relativos a la fijación de precios, controles a la exportación junto con un incremento de los impuestos a la exportación y requisitos de inyección al mercado nacional.

Estas restricciones se impusieron a todos los productores exportadores argentinos y afectaron a las exportaciones de gas natural de todas y cada una de las cuencas de producción. Así, los productores exportadores como YPF no tuvieron más opción que acatar las órdenes estatales de restringir las exportaciones con el objetivo de suministrar gas al mercado nacional. Las Resoluciones anteriormente mencionadas incluyen sanciones por incumplimiento. Así, por ejemplo, la Disposición SSC Núm. 27/2004 emitida por la Subsecretaría de Combustibles (la "Disposición 27"), sanciona la violación de cualquier orden que se haya dictado a tenor de la misma con la suspensión o la revocación de la concesión de producción. Por su parte las Resoluciones Núm. 659 y 752 también prevén la suspensión o la revocación de las concesiones y de los permisos de exportación para aquellos productores que incumplan las órdenes de inyección, además de prohibir a los operadores de gaseoductos transportar gas natural que hayan inyectado productores exportadores que incumplan lo anterior. De conformidad con la Disposición 27, en abril de 2004 el gobierno comenzó a suspender los permisos de exportación

de gas natural y en junio de ese mismo año empezó a dictar órdenes de inyección a YPF a tenor de la Resolución Núm. 659.

Desde entonces, el volumen de gas natural que ha de suministrarse al mercado interno a tenor de los distintos mecanismos arriba descritos ha seguido incrementándose de forma significativa. En la mayoría de los casos, los reglamentos con arreglo a los cuales el gobierno restringe los volúmenes de exportación de gas natural no contemplan una fecha de vencimiento. Del mismo modo, YPF aún no ha recibido documentación alguna en la que se indique que el gobierno suspenderá o abolirá tales medidas. Por consiguiente, YPF es incapaz de predecir la vigencia de las mismas o si éstas o cualquier otra nueva medida que se adopte afectarán a otros volúmenes de gas natural.

En junio de 2007, la Resolución Núm. 599/07 de la Secretaría de Energía obligó a YPF a suscribir un acuerdo con el estado relativo al suministro de gas natural al mercado interior entre 2007 y 2011 (el “Acuerdo 2007-2011”). El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado argentino con arreglo a los niveles de 2006 más el crecimiento de la demanda de los clientes residenciales y de pequeños comercios (los “niveles de demanda acordados”). Los productores firmantes del Acuerdo 2007-2011, tales como YPF, se comprometían a suministrar parte de los niveles de demanda acordados con arreglo a determinadas cuotas fijadas por productor en función de su cuota de participación respecto a la producción total de Argentina en los 36 meses previos a abril de 2004. Durante este periodo, la cuota de producción de YPF ascendió aproximadamente al 37% o 37 mmcm/d. Asimismo, dicho acuerdo prevé las pautas relativas a las condiciones de los contratos de suministro de cada segmento de mercado y determinadas restricciones de precios aplicables a esos segmentos.

En el último trimestre de 2008, la Secretaría de Energía incrementó el precio del gas natural suministrado a los segmentos regulados mediante la Resolución 1070 (Acuerdo complementario con productores de gas natural), que encarecía el precio Residencial, de los Vehículos de Gas Natural (NGV, por sus siglas en inglés) y de las centrales eléctricas con el consiguiente aporte parcial o total a un Fondo Fiduciario destinado a subvencionar el precio del gas licuado que consumen los sectores con menores ingresos y la Resolución 1.417 (de diciembre de 2008), que aumenta aún más el precio del segmento residencial que tiene mayores índices de consumo energético.

Contratos de venta de gas natural

Desde 2004, YPF viene experimentando problemas para satisfacer en su totalidad sus principales obligaciones contractuales de suministro como resultado de las restricciones a la exportación impuestas por el Gobierno argentino. Así, YPF ha recurrido la validez de la normativa y las resoluciones pertinentes y ha invocado la existencia de fuerza mayor para determinados acuerdos de compraventa de gas natural de exportación, aunque determinadas contrapartes de los mismos han rechazado dicha postura.

A continuación se describen los principales contratos de Repsol YPF de venta de gas natural.

A 31 de diciembre de 2008, YPF tiene un compromiso de suministrar una cantidad diaria de 104 mmcf/d a la planta de Methanex en Cabo Negro, Punta Arenas, en Chile (a tenor de los acuerdos a 20 años celebrados en 1997, 1999 y 2005). En 2010, está previsto que YPF comience a suministrar otros 21 mmcf/d de gas natural adicionales a dicha planta.

YPF cuenta con un contrato a 12 años (celebrado en 1999 y posteriormente modificado) relativo al suministro de 28 mmcf/d de gas natural a la central eléctrica de Termoandes, sita en Salta (Argentina). El gas natural procede de la cuenca Noroeste. Se trata de una central eléctrica que suministra electricidad a una línea de alta tensión que conecta Salta con la Región II de Chile.

A 31 de diciembre de 2008, YPF mantiene diversos contratos de suministro con productores de electricidad chilenos (a través del gasoducto de Gas Andes que conecta Mendoza en Argentina con Santiago en Chile y que presenta una capacidad de transporte de 353 mmcf/d (*—capacidad diseñada con plantas de compresión)), incluido un contrato a 15 años (firmado en 1998) para suministrar 63 mmcf/d a la Compañía Eléctrica San Isidro (Endesa) en Quillota, Chile (todas las necesidades de gas natural de la planta); un contrato a 15 años (firmado en 1999) para suministrar el 20% del gas natural que requiere la sociedad eléctrica Colbun (aproximadamente 11 mmcf/d); y un contrato a 15 años (firmado en 2003) para suministrar 35 mmcf/d a Gas Valpo. Asimismo, YPF cuenta con un contrato a 18 años (celebrado en 1999) para suministrar 99 mmcf/d de gas natural a la compañía de distribución chilena que distribuye gas natural a clientes residenciales e industriales a través del gaseoducto (con una capacidad de 318 mmcf/d (*)) que une Loma La Lata (Neuquén, Argentina) con Chile. Por último, YPF cuenta con contratos de suministro de gas natural en Chile con determinadas centrales térmicas sitas al norte del país y que utilizan dos gaseoductos (con una capacidad de transporte de 300 mmcf/d cada una (*)) que conectan Salta en Argentina con el norte de Chile (Región II).

En Brasil, YPF había celebrado un contrato de suministro a 20 años (suscrito en 2000) relativo al abastecimiento de 99 mmcf/d de gas natural a la central térmica de AES a través del gaseoducto que une Aldea Brasileira en Argentina con Uruguayana en Brasil (con una capacidad proyectada con plantas de compresión de 560 mmcf/d). YPF, asimismo, mantiene un contrato de suministro para abastecer a Petrobras con gas natural relativo al gaseoducto previsto entre Uruguayana y Porto Alegre, aunque el proyecto se ha retrasado como resultado de la actual oferta excesiva de energía que existe en las regiones meridionales y sureste de Brasil.

Debido a las actuaciones del Gobierno argentino, YPF fue incapaz de cumplir sus compromisos de exportación de gas natural, por lo que se vio forzada a declarar la ocurrencia de un suceso de fuerza mayor para sus contratos de exportación de venta de gas natural.

Como resultado de las acciones adoptadas por las autoridades argentinas, YPF se ha visto obligada a reducir el volumen de exportaciones autorizado bajo acuerdos y permisos relevantes tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Año	Volumen máximo contratado (MCV) ⁽¹⁾ (en millones de m ³)	Volumen restringido ⁽²⁾ (en millones de m ³)	Porcentaje de volumen restringido frente a MCV
2005.....	5.995,2	875	14,5%
2006.....	6.015,1	1.240	20,6%
2007.....	5.979,1	3.682	61,6%
2008.....	5.995,5	4.460,8	74,4%

(1): Refleja las cantidades máximas comprometidas de acuerdo con los contratos de exportación de gas natural de YPF. Incluye todos los contratos de exportación de gas natural de YPF por los que se exporta gas natural a Chile y Brasil.

(2): Refleja el volumen de las cantidades contratadas de gas natural para su exportación pero que no se suministraron.

Además, YPF posee un interés del 45% en Pluspetrol Energy S.A. Habida cuenta de la imposibilidad de exportar los volúmenes comprometidos, Pluspetrol S.A. declaró un evento de fuerza mayor que la contraparte chilena se niega a reconocer. El 10 de septiembre de 2007, Pluspetrol Energy S.A. y Gas Atacama Generación S.A. acordaron que, en caso de que Pluspetrol Energy S.A. incumpliese su obligación de suministrar el volumen de gas comprometido, Gas Atacama percibiría una indemnización. Dicho acuerdo hubiera entrado en vigencia una vez ratificado por la Secretaría de Energía. Sin embargo, el 10 de marzo de 2008, el Ministerio de Economía y Producción, mediante la Resolución Núm. 127/08 en virtud de la cual se incrementaban las retenciones aplicables a las exportaciones de gas natural, modificó las condiciones comerciales de dicho acuerdo. Por lo tanto, Pluspetrol Energy S.A. informó tanto a Gas Atacama como a la Secretaría argentina de Energía el 11 y

el 30 de abril de 2008, respectivamente, de su intención de resolver el acuerdo con fecha de 10 de septiembre de 2007, como resultado de lo cual, las partes iniciaron una ronda de conversaciones con el objetivo de llegar a un nuevo acuerdo que se haga eco del nuevo marco normativo. A partir de lo antes indicado, las partes alcanzaron un nuevo acuerdo por el cual se limita la compensación que Pluspetrol le debe pagar a Gas Atacama en caso de no cumplir con la entrega de los volúmenes comprometidos.

Pluspetrol Energy S.A se ha visto afectada, asimismo, por las restricciones a los volúmenes de exportación. Como resultado de tales restricciones, Pluspetrol Energy S.A. no pudo exportar en 2008 ninguno de los 348,2 millones de m³ que había contratado a tal efecto durante ese año (dicha cantidad se corresponde a la participación de YPF en esta compañía). En agosto de 2006, Argentina restringió las exportaciones de gas natural a Chile.

d.1.3.2) Suministro de gas natural

La mayor parte de las reservas probadas de gas natural de YPF en Argentina se encuentran en la cuenca de Neuquén (aproximadamente el 77% a 31 de diciembre de 2008), estratégicamente situada con respecto al mercado principal de Buenos Aires y respaldada con un gaseoducto con capacidad suficiente durante la mayor parte del año. Así pues, YPF cree que el gas natural de esta región ofrece una ventaja competitiva frente al de otras regiones. Sin embargo, la capacidad de los gaseoductos argentinos ha resultado insuficiente en momentos de demanda pico diaria en invierno y este país carece de una capacidad de almacenamiento significativa. Desde 1993, las compañías locales de gaseoductos han incrementado la capacidad, permitiendo el transporte de aproximadamente 66 millones de m³ diarios adicionales de gas natural y mejorando así su capacidad de satisfacer la demanda pico diaria en invierno, pero sin que se pueda garantizar que esta capacidad adicional será suficiente.

Para terminar con la diferencia entre oferta y demanda, sobre todo en lo que respecta a la demanda pico diaria en invierno, el gobierno celebró acuerdos de importación de gas natural. Así, por ejemplo, el Acuerdo Marco entre los gobiernos argentino y boliviano (29 de junio de 2006) disponía que Energía Argentina S.A. (“ENARSA”) gestionaría las importaciones de gas natural de Bolivia a Argentina. Dicho Acuerdo Marco establece un plan de suministro a 20 años de entre 7,7 y 27,7 mmcm/d de gas boliviano a Argentina. Por su parte, el suministro de volúmenes superiores a 7,7 mmcm/d está sujeto a la construcción del gaseoducto Noreste, cuya capacidad prevista es de 20 mmcm/d. En diciembre de 2008, el precio acordado ascendía, aproximadamente, a 10,35 dólares/mmBtu, sujeto a ajustes periódicos según la fórmula empleada en una cesta de combustibles. El aumento del coste del gas natural comprado en cumplimiento del acuerdo marco es actualmente asumido por ENARSA y financiado por el Gobierno argentino con la recaudación de aranceles de exportación sobre el gas natural.

El 25 de abril de 2007, en el contexto del Acuerdo Marco, YPF aceptó la oferta planteada por ENARSA para la venta de gas natural obtenido por ésta última de la República de Bolivia hasta el 31 de diciembre de 2009. A continuación se exponen las principales condiciones del acuerdo de YPF con ENARSA: (i) cantidad máxima contratada de hasta 4,4 mmcm/d; (ii) cantidad anual de compra obligatoria (*take-or-pay*) igual al 80% de la cantidad máxima contratada; (iii) precio de 1,6 dólares/nmBtu aplicable al gas natural (sujeto a ajustes mensuales a partir de enero de 2009) más 0,237 dólares/mmBtu aplicable a los componentes líquidos en éste contenido; (iv) reapertura del precio en cualquier momento en relación con los cambios de la compensación del Gobierno argentino a ENARSA; y (v) reducciones o interrupciones permitidas y limitadas del suministro por condiciones operativas y mantenimiento programado. El presente acuerdo surtirá efecto hasta el 31 de diciembre de 2009.

En 2008, YPF, junto con ENARSA, contrató un buque de regasificación para que operase en el Puerto de Bahía Blanca con un proceso de buque a buque para la transformación de GNL a estado gaseoso. Una vez transformado, el gas natural se inyecta a un gasoducto de nueva construcción conectado a la red nacional. Como resultado de ello, el mercado argentino dispuso de un suministro adicional de hasta 8 mmcm/d de gas natural durante el periodo pico de demanda.

d.1.3.3) Distribución de gas natural

YPF suministra el gas natural mediante sus propios sistemas de recolección a las líneas principales de gasoducto desde las cuencas más importantes. Las compañías de distribución utilizan fundamentalmente la capacidad de transporte en firme (la capacidad *Upstream* del gasoducto reservada para satisfacer las necesidades diarias medias de los clientes) de los gasoductos en Argentina en virtud de contratos firmes de transporte a largo plazo. Por su parte, los clientes con servicio no interrumpible aprovechan la totalidad de la capacidad disponible de los gasoductos de transporte fundamentalmente durante el invierno, dejando durante el resto del año grados variables de capacidad a disposición de clientes con servicio interrumpible.

YPF ha utilizado las estructuras naturales subterráneas que se hallan en las cercanías de los mercados consumidores como instalaciones subterráneas para el almacenamiento de gas natural con el objetivo de almacenarlo durante periodos de baja demanda y de venderlo durante los de elevada. La instalación de almacenamiento de gas llamada “Diadema” se encuentra en la región de Patagonia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia. La inyección de gas natural al depósito comenzó en enero de 2001.

El Decreto Núm. 180/2004 creó dos fondos fiduciarios para contribuir a financiar la ampliación del gasoducto Norte, operado por Transportadora Gas del Norte (TGN), cuya capacidad se incrementó en 1,8 millones de m³ diarios (63,6 mmcf/d) en 2005, así como una ampliación del gasoducto de San Martín, operado por Transportadora Gas del Sur (TGS), cuya capacidad se incrementó en 2,9 millones de m³ diarios (102,4 mmcf/d) ese mismo año. Ambas ampliaciones continúan operativas. En 2008, se inició la ampliación adicional de aproximadamente 67 mmcf/d del sistema de TGS, que finalizará en 2009.

Metrogas

A través de su subsidiaria YPF Inversora Energética, S.A., YPF posee en la actualidad una participación del 45,33% en Gas Argentino (“GASA”), que a su vez detenta una participación del 70% en Metrogas, la cual es una empresa distribuidora de gas natural de la zona sur de Buenos Aires y una de las principales distribuidoras de Argentina. En 2008, Metrogas distribuyó aproximadamente 22,9 millones de m³ de gas natural a 2 millones de clientes frente a los aproximadamente 23,8 millones de m³ de gas natural diarios distribuidos a similar número de clientes en 2007.

La crisis económica que afectó al país a finales de 2001 y a principios de 2002 causó un grave deterioro de la situación financiera y operativa de GASA. Tras negociar una reestructuración de la deuda pendiente con sus acreedores, GASA alcanzó y ejecutó un acuerdo el 7 de diciembre de 2005 (el Acuerdo Maestro de Reestructuración o “MRA”, por sus siglas en inglés) con sus acreedores, por el cual canjearían deuda por acciones de GASA y/o Metrogas. El acuerdo se presentó ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) y el Ente Nacional Regulador del GAS (ENARGAS) y se sometió a su aprobación como condición suspensiva para la formalización del MRA. El 15 de mayo de 2008, algunos tenedores de bonos comunicaron a YPF Inversora Energética que rescindirían el MRA y, por ende, de la deuda de GASA, capital e intereses incluidos, quedarían pendientes. Tres entidades distintas que afirman ser tenedoras de obligaciones de GASA han incoado tres procedimientos judiciales diferentes contra ésta con el objetivo de obtener un total de 37 millones de dólares (26,6 millones de euros), intereses y comisiones incluidos. El 1 de abril de 2009, GASA

recibió una notificación del Mercado de Valores de Buenos Aires en la que mencionaba que había tenido constancia de una petición de quiebra contra GASA formulada por uno de sus acreedores ante un tribunal mercantil. El 19 de mayo de ese año, GASA solicitó un concurso preventivo, que se abrió el 8 de junio de 2009.

Simultáneamente, Metrogas ha alcanzado un acuerdo con sus principales acreedores con el fin de reestructurar su deuda financiera y alinear sus futuros compromisos financieros con la esperada generación de fondos. En octubre de 2008, Metrogas formalizó un acuerdo transitorio con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), incluido un incremento tarifario limitado, concebido para financiar determinadas obras de infraestructura que Metrogas ha de acometer. Por su parte, el Gobierno argentino refrendó este acuerdo, publicado en el Boletín Oficial el 14 de abril de 2009. Sin embargo, aún sigue pendiente la negociación de la tarifa general de Metrogas (Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual Integral) con UNIREN.

La situación financiera de Metrogas sigue deteriorándose por el retraso que está sufriendo el proceso de renegociación de la tarifa y la licencia con el Gobierno argentino. En la medida en que se demore la emisión de los nuevos cuadros tarifarios, la situación económica y financiera de la sociedad continuará deteriorándose.

A 31 de diciembre de 2008, la inversión de YPF en YPF Inversora Energética, S.A. se había provisionado totalmente.

d.1.3.4) Líquidos de gas natural

Repsol YPF, a través de YPF, ha desarrollado Mega para elevar su capacidad de separar productos líquidos de petróleo del gas natural, YPF es propietaria del 38% de Mega, mientras que Petrobras y Dow Chemical poseen una participación del 34% y del 28%, respectivamente.

Mega incluye:

- Una planta de separación situada en Loma La Lata, en la Provincia de Neuquén.
- Una planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural, que produce etano, propano, butano y gasolina natural. Esta planta está situada en la ciudad de Bahía Blanca, en la Provincia de Buenos Aires.
- Un oleoducto, que une ambas plantas y transporta líquidos de gas natural.
- Instalaciones de transporte, almacenamiento y puerto en las cercanías de la planta de fraccionamiento.

Mega precisó una inversión de aproximadamente 715 millones de dólares e inició sus operaciones a comienzos de 2001, siendo su capacidad anual de producción máxima de 1,35 millones de toneladas de gasolina, GLP y etano. YPF es el principal proveedor de gas natural de Mega. La producción de la planta de fraccionamiento se destina a las operaciones petroquímicas de PBB Polisor, y también se exporta por buque cisterna a Brasil. La producción de etano de Mega se vende a nivel nacional a Petroquímica Bahía Blanca. Por su parte, Petrobras adquiere la producción de GLP de Mega de conformidad con el contrato de venta que formalizaron en 1999.

d.1.4) Electricidad

YPF participa en tres centrales eléctricas, con una potencia instalada total de 1.622 MW:

- una participación del 45% en la Central Térmica Tucumán (410 MW, ciclo combinado),

- una participación del 45% en la Central Térmica San Miguel de Tucumán (370 MW, ciclo combinado) y
- una participación del 40% en Central Dock Sud (775 MW, ciclo combinado y 67 MW, turbinas de gas).

Además, YPF explota activos pertenecientes a Filo Morado, con una capacidad instalada de 63 MW.

En 2008, estas plantas generaron aproximadamente 8.971 GWh en total.

YPF también opera centrales eléctricas que se alimentan con el gas natural que produce y que generan energía eléctrica para el uso de la propia YPF en otras unidades de negocio:

- la central eléctrica de Los Perales (74 MW), situada en el campo de gas natural de Los Perales;
- la central eléctrica de Chihuido de la Sierra Negra (40 MW); y
- la central eléctrica situada en la refinería de Plaza Huincul (40 MW).

d.2) *Downstream*

Las operaciones de *Downstream* de YPF supusieron el 17,7%, 6,6% y 3,7% del resultado operativo total de Repsol YPF en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

Los negocios de *Downstream* de YPF consisten en el suministro, la compraventa, el refinado, la comercialización y el transporte de crudo y de productos del petróleo.

d.2.1) Refino

Las refinerías de YPF producen un amplio rango de productos del petróleo, incluyendo combustibles para automoción e industriales, combustibles de aviación, lubricantes, productos petroquímicos básicos, asfalto y coque. A 31 de diciembre de 2008, YPF tenía participación en cuatro refinerías.

A 31 de diciembre de 2008, YPF operaba tres refinerías íntegramente de su propiedad en Argentina, con una capacidad total instalada de 319.500 barriles diarios y que representaba el 50% de la capacidad de refinado del país en términos de capacidad instalada efectiva en el segmento de la destilación primaria.

Además, a través de su participación en Refinor, YPF posee, asimismo, un interés del 50% en una refinería operada por otra compañía que produce 26.100 barriles por día natural.

d.2.1.1) Capacidad instalada, suministro y producción

Desde el 23 de junio de 1999, Repsol YPF, a través de YPF, es propietaria y operadora de las refinerías de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul.

La refinería de La Plata es la mayor de Argentina, con una capacidad de 189.000 barriles de crudo por día. Se encuentra en el puerto de la ciudad de La Plata, en la provincia de Buenos Aires, a unos 60 km. de la Ciudad de Buenos Aires y está equipada con tres unidades de destilación, dos unidades de destilación a vacío, dos unidades de *cracking* catalítico, dos unidades de coque, una unidad de hidrotreatmento de nafta de coque, una unidad de *platforming*, una unidad de hidrotreatmento de gasolina, una unidad de hidrotreatmento de diésel, una unidad de isomerización una unidad de desulfuración y *splitter* de nafta de FCC (catalizadores de desintegración de fluidos) y una unidad de lubricantes.

La refinera Luján de Cuyo tiene una capacidad instalada de 105.500 barriles por día natural, la tercera mayor de las refineras de Argentina. Se encuentra en la Provincia de Mendoza y abastece a la región central de Argentina a través del oleoducto Luján de Cuyo - San Lorenzo. También suministra productos a la región este del país para su exportación y al norte de la Provincia de Buenos Aires. Está equipada con dos unidades de destilación, una unidad de destilación a vacío, dos unidades de coque, una unidad de *cracking* catalítico, una unidad de *platforming*, una unidad de metil terc-butil éter (MTBE), una unidad de isomerización, una unidad de alquilación, un *splitter* de nafta y unidades de *hydrocracking* e hidrotratamiento.

La refinera Plaza Huincul está situada en la Provincia de Neuquén y tiene una capacidad de 25.000 barriles por día. En la actualidad, únicamente produce a efectos comerciales gasolina, combustible diésel y combustible de aviación, que se venden principalmente en zonas próximas y en las regiones meridionales de Argentina. Por su parte los productos más pesados, si bien la producción excede la demanda local, se mezclan con crudo y se transportan por oleoducto desde la refinera a la de La Plata para su posterior procesado.

YPF posee, asimismo, una participación del 50% en la refinera de Refinor, sita en la Provincia de Salta.

En la tabla que sigue a continuación establece las capacidades de las refineras propiedad total o parcial de YPF a 31 de diciembre de 2008:

Capacidad de refino y configuración⁽¹⁾	Destilación primaria (miles de barriles por día natural)	Índice de conversión⁽²⁾ (%)	Lubricantes (miles de toneladas anuales)
Argentina			
La Plata.....	189	69	255
Luján de Cuyo	106	110	—
Plaza Huincul.....	25	—	—
Refinor ⁽³⁾	13	—	—
Total	333	74 ⁽⁴⁾	255

(1): Información presentada de acuerdo con los criterios de consolidación de Repsol YPF: todas las refineras informaron sobre el 100%, salvo Refinor (50%).

(2): Establecido como el coeficiente de capacidad equivalente a *cracking* catalítico de fluidos ("FCC") y capacidad de destilación primaria.

(3): Capacidad primaria total de destilación de 26.100 barriles por día natural.

(4): Se refiere a la capacidad de destilación total de Repsol YPF en Argentina (tres refineras propias más la participación en Refinor).

En 2008, las refineras de YPF procesaron 120,6 millones de toneladas de petróleo, de las que el 77,9% fue producción propia de YPF, mientras que el crudo restante se compró bien a través de contratos o bien en mercados "*spot*". En total, se compraron y revendieron 3,4 millones de barriles de productos intermedios y acabados en 2008.

En la tabla que sigue a continuación se recogen las cifras de producción de refino de YPF en relación con sus productos principales durante los periodos indicados:

	Año que finaliza el 31 de diciembre		
	2008	2007	2006
	(millones de toneladas)		
Materia prima procesada:			
Crudo	16,6	16,8	16,2
Otras materias primas	0,4	0,4	0,4
Total.....	17,0	17,2	16,6

	Año que finaliza el 31 de diciembre		
	2008	2007	2006
	(miles de toneladas)		
Producción de refino:			
Destilados intermedios.....	7.124	7.288	7.235
Gasolina	3.861	4.073	3.925
Fueloil.....	2.017	1.920	1.344
GLP.....	570	619	608
Asfalto	154	201	186
Lubricantes	202	175	206
Otros (excepto petroquímicos).....	1.828	1.912	1.914
Total.....	15.756	16.188	15.418

En 2008, el volumen total de crudo/materia prima procesados experimentó un descenso del 3,8% frente a las cifras de 2007, debido a paradas de planta de magnitud. En 2008, la utilización de la capacidad de la refinería volvió a superar el 100%, como ya ocurriera en 2007.

En 2007, el volumen total de crudo/materia prima procesados experimentó un incremento del 3,3% respecto a 2006, mientras que el volumen de ventas en mercados extranjeros cayó un 4,5% frente a ese mismo año. Por su parte, en 2007 la utilización de la capacidad de la refinería superó el 100% en comparación con el 98,4% del año anterior.

d.2.1.2) Ventas y distribución

En la siguiente tabla consta el volumen de ventas de refino de YPF durante los periodos que se indican:

	2008	2007	2006
	(miles de toneladas) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾		
-Comercialización propia.....	11.213	10.904	9.854
- Productos ligeros	8.826	8.615	7.887
- Otros productos	2.387	2.289	1.967
-Otras ventas en el mercado nacional	1.282	1.179	1.044
- Productos ligeros	1.013	966	802
- Otros productos ⁽⁴⁾	269	213	242
- Exportaciones.....	2.708	2.925	2.792
- Productos ligeros	937	1.145	1.410
- Otros productos ⁽⁴⁾	1.771	1.780	1.382

	2008	2007	2006
	(miles de toneladas) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾		
Total	15.203	15.008	13.690

(1): La información incluye el 50% de la refinería de Refinor en Argentina.

(2): Otras ventas en el mercado nacional: incluye ventas a operadores y bunker.

(3): Exportaciones: Expresadas desde el país de origen.

(4): No incluye las ventas mayoristas de GLP en Argentina. Véase apartado c.3 GLP, en este mismo capítulo

d.2.1.3) Transporte de crudo y distribución de productos del petróleo

A 31 de diciembre de 2008, YPF tenía a su disposición una red de cinco oleoductos principales, dos de los cuales eran exclusivamente de su propiedad. Uno de los oleoductos conecta Puesto Hernández con la Refinería Luján de Cuyo (528 km.), mientras que el otro une Puerto Rosales con la Refinería La Plata (585 km.) y llega hasta la de Shell en Dock Sud en el puerto de Buenos Aires (52 km.). YPF posee también una planta para el almacenamiento y la distribución de petróleo en Formosa, con una capacidad operativa de 19.000 m³ y dos tanques en la ciudad de Berisso en la Provincia de Buenos Aires, con una capacidad de 60.000 m³. YPF posee el 37% de Oleoductos del Valle, S.A., operador de 888 km. de oleoductos, cuyo oleoducto principal es uno doble de 513 km. que conecta la cuenca de Neuquén y Puerto Rosales. A 31 de diciembre de 2008, YPF poseía una participación del 36% sobre los 428 km. del oleoducto transandino, que transporta petróleo desde Argentina a Concepción en Chile. Sin embargo, dejó de estar operativo el 29 de diciembre de 2005 como consecuencia de la interrupción de las exportaciones de petróleo resultante del descenso de la producción al norte de la provincia del Neuquén. Así, se redujeron los activos de dicho oleoducto a su valor recuperable. YPF posee, además, el 33,15% de Terminales Marítimas Patagónicas, S.A. (Termap), operador de dos instalaciones de almacenamiento y puerto: Caleta Córdova (Provincia de Chubut), con una capacidad de 314.000 m³, y Caleta Olivia (Provincia de Santa Cruz), con una capacidad de 246.000 m³. Por último, YPF detenta una participación del 30% en Oiltanking Ebytem, S.A., operador de la terminal marítima de Puerto Rosales, con una capacidad de 480.000 m³, así como del oleoducto que conecta el oleoducto de Puerto Rosales—La Plata de YPF desde Brandsen, con una capacidad de 60.000 m³, hasta la refinería de ESSO en Campana (168 km.), Provincia de Buenos Aires.

A 31 de diciembre de 2008, YPF explotaba también en Argentina una red de varios poliductos para el transporte de productos refinados, con una longitud total de 1.801 km., además de poseer 16 plantas para el almacenamiento y la distribución de productos refinados con una capacidad operativa aproximada de 983.620 m³. Tres de estas plantas se encuentran junto a las refinerías de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huinca. Diez de éstas tienen conexiones marítimas o fluviales. A 31 de diciembre de 2008, YPF explotaba 53 instalaciones de suministro de combustible a aviones, siendo propietaria de 40 de las mismas con una capacidad de 24.000 m³, además de poseer 27 camiones, 112 surtidores y 16 expendedoras automáticas.

d.2.2) Comercialización

Los puntos de venta (estaciones de servicio y de gas) de YPF con fecha de 31 de diciembre de 2008 eran los siguientes:

	<u>Controladas por YPF⁽¹⁾</u>	<u>Abanderadas⁽²⁾</u>	<u>Total</u>
Argentina ⁽³⁾	<u>186</u>	<u>1.492</u>	<u>1.678</u>

(1): Propiedad de YPF o controlado por YPF en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relación contractual 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 YPF 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 Argentina, la vigencia media de los contratos es de ocho años.

(3): Incluye el 50% de las estaciones de servicio de Refinor.

A 31 de diciembre de 2008, la presencia de YPF en Argentina comprendía 1.678 estaciones de servicio, de las que 1.642 llevaban la marca YPF, siendo el resto estaciones de servicio de la marca Refinor, propiedad conjunta de Repsol YPF y Refinor (a través de la participación del 50% de YPF en Refinor). OPESSA (filial totalmente participada de YPF) explota 165 estaciones de servicio.

Repsol YPF estima que, a 31 de diciembre de 2008, los puntos de venta de YPF daban cuenta del 30,9% del mercado argentino. Los principales competidores de Repsol YPF en Argentina son Shell, Petrobras y Esso, con aproximadamente el 15,2%, 12,8% y 10,5%, respectivamente, de los puntos de venta en Argentina.

d.2.3) GLP

A continuación, siguen las ventas de GLP a granel, gaseoducto y otros en los últimos tres años por región:

<u>VOLUMEN DE VENTAS DE GLP</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	<u>(miles de toneladas)</u>		
Argentina ⁽¹⁾	155	169	161
Resto del mundo.....	223	219	317
Total.....	<u>378</u>	<u>388</u>	<u>478</u>

(1): Incluye ventas al mercado del gas, petroquímico, de operadores de GLP y otros.

YPF comercializa las ventas del mercado mayorista a otros distribuidores de GLP a granel, así como en el mercado extranjero.

La división de GLP compra GLP a las plantas de procesamiento de gas natural, así como de sus refinerías y plantas petroquímicas. También lo adquiere de terceros.

d.2.4) Productos químicos

YPF produce, distribuye y comercializa directamente productos petroquímicos principalmente en Argentina. Sus instalaciones de producción de mayor importancia están en Argentina (complejos de Ensenada, Plaza Huincul y Bahía Blanca). La mayor parte de estas unidades se hallan en los mismos complejos industriales que las refinerías de YPF, lo que permite un alto grado de integración entre ambos negocios.

Los productos petroquímicos proceden de los complejos petroquímicos de YPF sitios en Ensenada, Plaza Huincul y Bahía Blanca. Las operaciones de producción petroquímica de YPF en Ensenada están íntimamente ligadas a sus actividades de refinación (refinería de La Plata). Esta estrecha integración permite un suministro flexible de materia prima, el uso eficiente de productos secundarios (tales como hidrógeno) y el abastecimiento de aromáticos para incrementar los octanos de la gasolina.

A continuación, siguen los principales productos petroquímicos y la capacidad de producción anual:

	<u>Capacidad</u> (toneladas anuales)
Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (benceno, tolueno, mezcla de xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes.....	66.100
Derivados de olefinas	
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
Maleico	
Anhídrido maleico	17.500
Plaza Huincul	
Metanol.....	411.000
Bahía Blanca	
Amoniaco/Urea.....	933.000

La unidad *Upstream* de YPF suministra el gas natural, materia prima del metanol. Gracias a su uso como materia prima, YPF puede monetizar reservas, demostrando la integración entre las unidades de petroquímica y *Upstream*. La compañía utiliza, asimismo, gas natural con un elevado contenido en dióxido de carbono para la producción de metanol, lo que permite a YPF mantener la planta de metanol al 50% de su capacidad productiva en invierno. En la producción petroquímica de Ensenada, las materias primas, incluida la nafta virgen, el propano, el butano y el queroseno, proceden principalmente de la refinería de La Plata.

En 2008 y 2007, el 27% y el 32%, respectivamente, del volumen de ventas de productos petroquímicos se registraron en el mercado de las exportaciones. Las exportaciones de productos petroquímicos se destinan fundamentalmente a los países del Mercosur, Latinoamérica, Europa y Estados Unidos.

YPF interviene, asimismo, en el negocio de los fertilizantes directamente y a través de Profertil S.A. o "Profertil", su filial participada al 50%. Profertil, bajo el control conjunto de YPF y Agrium (líder mundial en fertilizantes), fabrica urea y amoniaco desde que comenzara sus actividades en 2001.

Por su parte, la planta petroquímica de YPF en Ensenada obtuvo la certificación ISO 9001 en 1996, que renovó en octubre de 2007, mientras que la de La Plata obtuvo la certificación ISO 14001 en 2001, que renovó en octubre 2007 (versión 2004). Dicha planta cuenta, asimismo, con la certificación OHSAS 18001 de 2005, renovada en octubre de 2007. Por último, la planta de Metanol de YPF obtuvo las certificaciones ISO 9001 (versión 2000) en diciembre de 2001, ISO 140001 (versión 2000) en octubre de 2007 y OHSAS 18001 en diciembre de 2008.

En los últimos tres años las ventas de productos petroquímicos por región han sido las siguientes:

VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS POR REGIÓN	2008	2007	2006
	(miles de toneladas)		
Argentina ⁽¹⁾	1.102	1.230	1.006
Resto del mundo	403	583	807
Total	1.505	1.813	1.813

(1): Incluye 169.000, 199.000 y 210.000 toneladas correspondientes a las ventas de propileno en 2008, 2007 y 2006, respectivamente.

e) Gas natural

Repsol YPF interviene, a través de Gas Natural en los sectores del gas natural y eléctrico. En el sector de gas natural participa en el suministro, el almacenamiento, el transporte, la distribución y la comercialización de gas natural en España, así como en la distribución y la comercialización del mismo en Italia, Argentina y México y en su distribución en Brasil y Colombia. En el sector de electricidad, está presente en la generación de electricidad en España, Puerto Rico, México y Argentina y en su comercialización en España. Las actividades de Gas Natural supusieron el 10,9% y el 8,9% del resultado operativo de Repsol YPF en 2008 y 2007, respectivamente.

Antes de mayo de 2002, Repsol YPF poseía una participación del 47,04% en Gas Natural, interés que consolidó por el método de consolidación global. En mayo de 2002, vendió el 23% de Gas Natural. Desde la fecha de venta, Repsol YPF ha consolidado su interés restante en Gas Natural mediante el método de integración proporcional.

En relación con la venta del 23% de Gas Natural, el 26 de mayo de 2002, Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“**La Caixa**”) modificaron su Acuerdo, de fecha 11 de enero de 2000, en lo que respecta a Gas Natural, mediante el otorgamiento de un Contrato de Novación, modificado posteriormente por medio del otorgamiento de dos Anexos al mismo, con fecha del 16 de diciembre de 2002 y del 20 de junio de 2003 (véase el epígrafe 22 del presente Documento de Registro). Contratos relevantes para una discusión de los aspectos más significativos de estos acuerdos con La Caixa. En marzo de 2004, Repsol YPF aumentó su participación en Gas Natural hasta el 30,85%. La participación en Gas Natural al 30 de septiembre de 2009 asciende al 30,01%.

Desde la venta de 2002, Repsol YPF y Gas Natural han colaborado en la coordinación del negocio de “*midstream*” mediante la creación de personas jurídicas independientes para aquellas actividades que precisan una entidad corporativa separada (p.ej., proyectos integrados) o mediante acuerdos específicos de colaboración en los que la asistencia y la cooperación mutuas para llevar a cabo actividades de *midstream* puedan dar lugar a sinergias y a otros beneficios para ambas partes.

En abril de 2005, Repsol YPF y Gas Natural llegaron a un acuerdo por el que sendas compañías intensificarían su colaboración en las áreas de negocio de GNL de exploración, producción, transporte, trading, y comercialización al por mayor.

En el área de exploración, producción y licuación (*Upstream*) el acuerdo contempla la asociación para el desarrollo de nuevos proyectos, en los que Repsol YPF será operador y tenedor del 60% de los activos, mientras que Gas Natural poseerá el 40% restante.

En el área de transporte, el trading y la comercialización al por mayor (*midstream*), el acuerdo contempla la creación de una *joint venture* por parte de sendas compañías centrada en la comercialización al por mayor y en el transporte de GNL. Tanto Repsol YPF como Gas Natural participarán al 50% cada una en la citada *joint venture*. El presidente de la *joint venture* se elegirá con carácter rotatorio y Gas Natural nombrará al consejero delegado.

En cumplimiento del acuerdo, Gas Natural y Repsol YPF también desarrollarán de manera coordinada diversos proyectos de centrales de regasificación en las que Gas Natural intervendrá como operador y los derechos de regasificación se asignarán a la nueva *joint venture*. El plazo de vigencia inicial de este acuerdo de colaboración es de 10 años.

Unión Fenosa

El 30 de Julio de 2008, Gas Natural alcanzó un acuerdo para adquirir la participación íntegra de ACS del 45,3% en Unión Fenosa al precio de 18,33 €por acción en efectivo.

A tenor de las condiciones de dicho acuerdo, Gas Natural compró a ACS el 9,9% de Unión Fenosa a principios de agosto de ese mismo año por un total de 1.675 millones de euros. La transmisión de las acciones restantes se llevó a cabo en 2009, después de que la Comisión Nacional de la Competencia autorizase la compra. De conformidad con las condiciones del contrato, el precio de compra se ajustó, restando para ello 0,28 €por los dividendos de cada acción que Unión Fenosa distribuyó el 2 de enero de 2009, resultando en un precio ajustado de 18,05 €por acción.

El 12 de diciembre de 2008, Gas Natural compró a Caixanova el 4,7% de Unión Fenosa. Como resultado de lo cual, Gas Natural poseía el 14,7% de la misma a 31 de diciembre de 2008.

Cuando Gas Natural superó el umbral de 30% en lo que a los derechos de voto de Unión Fenosa respecta, se vio obligada, a tenor de la legislación española aplicable, a lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones restantes. El 18 de marzo de 2009 la CNMV autorizó la OPA, que se concluyó en abril de 2009. Tras la misma y una vez liquidados determinados instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias, la participación total de Gas Natural en Unión Fenosa asciende al 95,22%. Con posterioridad Gas Natural se ha fusionado por adquisición con Unión Fenosa, una vez aprobada la fusión por sus respectivos accionistas.

La adquisición de Unión Fenosa representa un avance significativo en el desarrollo de Gas Natural y su objetivo de convertirse en compañía líder integrada de gas y electricidad, además de permitirle acelerar el cumplimiento de su Plan Estratégico 2008-2012 gracias a las sinergias positivas derivadas de la fusión. Con esta adquisición, tendrá más de 20 millones de clientes de gas y electricidad en todo el mundo, 9 de ellos en España. El negocio regulado de gas y electricidad será una fuente de estabilidad y crecimiento sostenido.

e.1) Sector del gas natural

La tabla que sigue muestra los volúmenes de ventas de gas natural de Repsol YPF por región en los últimos 3 años.

<u>VENTAS DE GAS NATURAL POR REGIÓN⁽¹⁾</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>
	<u>(miles de millones de m³)</u>		
España.....	21,24	22,15	23,11
América.....	12,43	9,92	9,19
Resto del mundo.....	4,85	4,34	3,90
Total	<u>38,52</u>	<u>36,41</u>	<u>36,20</u>

(1): La tabla incluye el 100% de los volúmenes de ventas comunicados por Gas Natural, si bien Repsol YPF era propietaria del 30,85% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006, contabilizados por el método de integración proporcional según las NIIF debido a que, desde el 1 de enero de 2002, Gas Natural informa del 100% de los volúmenes de ventas de gas natural de cada una de sus filiales consolidadas, independientemente de su participación en las mismas.

Argentina

Repsol YPF participa en la distribución de gas natural en Buenos Aires a través de Metrogas (filial de YPF) y de Gas Natural BAN (filial de Gas Natural), dos de los mayores distribuidores de gas natural en Argentina. Gas Natural distribuye, a través de Gas Natural BAN, uno de los principales distribuidores de gas natural en Argentina, gas natural en la parte norte de Buenos Aires. Posee un interés del 50,4% en Gas Natural BAN. En 2008, Gas Natural BAN vendió aproximadamente 2.890 millones de m³ de gas natural a 1,4 millones de clientes en Buenos Aires.

Brasil

En Brasil, Gas Natural distribuye gas natural en el área metropolitana y en todo el estado de Río de Janeiro y de San Pablo. En 2008, vendió aproximadamente 6.520 millones de m³ de gas natural a unos 0,8 millones de clientes.

Colombia

A través de Gas Natural ESP, Gas Natural distribuye gas natural en la capital, Santa Fe de Bogotá, en la región oriental del país y en la zona Cundi-Boyacense, situada al noreste de Bogotá. En 2008, Gas Natural vendió en Colombia aproximadamente 1.430 millones de m³ de gas natural a 1,9 millones de clientes.

México

Gas Natural México distribuye gas natural en Monterrey en las ciudades de Toluca, Nuevo Laredo y Saltillo en el estado de Guanajuato, en la región de El Bajío Norte, que incluye los estados de Aguascalientes, Zacatecas y San Luis de Potosí, y en Ciudad de México. En 2008, Gas Natural México vendió aproximadamente 1.590 millones de m³ de gas natural a 1,1 millones de clientes.

España

Gas Natural es el mayor distribuidor español de gas natural en términos de ingresos y volumen. Su actividad principal es la distribución de gas natural al sector residencial y comercial, así como a los sectores industrial y eléctrico. Suministra gas natural a Madrid y Barcelona y, a través de sus participaciones en 11 distribuidores regionales, a casi toda España. Repsol YPF estima que la cuota de mercado de Gas Natural a 31 de diciembre de 2008 ascendía aproximadamente al 45% del mercado español.

Enagás posee la mayor parte de la infraestructura de transporte y almacenamiento de gas en España. A 31 de diciembre de 2008 y 2007, la participación de Gas Natural en Enagás era del 5%. El 1 de junio de 2009, Gas Natural acordó vender su participación del 5% a Oman Oil, con arreglo al acuerdo alcanzado con la Comisión Nacional de la Competencia (“CNC”) relativo a la adquisición de Unión Fenosa. El sistema de infraestructuras de Enagás en España consta principalmente de tres terminales costeros para la recepción, el almacenamiento y la regasificación de GNL, una red de gasoductos de alta presión para transportar el gas y redes de baja presión para la distribución local de gas y dos instalaciones de almacenamiento subterráneas de gas. Los gasoductos LACAL/Laq-Calahorra y Magreb-Europa conectan los yacimientos de gas en Noruega y Argelia con la red de transporte de Enagás.

En 2008, Gas Natural vendió aproximadamente 21.240 millones de m³ de gas natural a 5,8 millones de clientes en España, en comparación con los 22.150 millones de m³ a 5,7 millones de clientes en 2007, y con los 23.110 millones de m³ a 5,4 millones de clientes en 2006.

Gas Natural compra sus suministros de gas principalmente a través de contratos de compra de GNL con cláusulas (*take-or-pay*) de GNL a productores en Argelia, Libia, Trinidad y Tobago, Nigeria y Oriente Medio. También compra gas natural procedente de campos noruegos y españoles.

Gas Natural interviene como parte en un contrato a 25 años de compra de gas natural a Sonatrach, empresa estatal argelina de petróleo y gas, a precios afines al precio de mercado desde 2000 hasta 2020. Se trata de compras efectuadas fundamentalmente en condiciones (*take-or-pay*). Asimismo, ha suscrito un contrato a largo plazo con una compañía noruega para el suministro de gas transportado por gasoductos procedentes de los yacimientos del mar del Norte de Troll a través de Bélgica y Francia por el gasoducto Lacq-Calahorra. El contrato vence en 2030.

Gas Natural ha suscrito también contratos a largo plazo para adquirir GNL de Nigeria, Trinidad y Tobago y Oriente Medio.

Gas Natural posee, a través del interés del 100% en SAGANE, un interés del 72,6% en Europe-Maghreb Pipeline Ltd. (EMPL), propietaria del derecho exclusivo para explotar la sección del gasoducto Magreb-Europa en Marruecos y la sección bajo el estrecho de Gibraltar que conecta los pozos de gas argelinos de Hassi R'Mel con los sistemas español y europeo de transporte. GALP, distribuidor de gas portugués que aprovecha parte de la capacidad del gasoducto Magreb-Europa, mantiene el 27,4% restante de EMPL.

La capacidad del gasoducto Magreb-Europa, que se extiende a lo largo de 540 km. en Marruecos y en 45 km. bajo el Estrecho de Gibraltar conectándose al sistema español de gasoductos de gas natural, es de aproximadamente 11.700 millones de m³ anuales. Este gasoducto constituye un elemento significativo en la estrategia de suministro de gas natural de Repsol YPF, puesto que garantiza un abastecimiento significativo de gas con unos costes de transporte reducidos.

Puerto Rico

Gas Natural posee el 47,5% de EcoEléctrica y el 50% de los derechos de voto en esta compañía, junto con los derechos exclusivos de suministro de gas natural a la planta y el acuerdo de gestión y explotación de combustibles. Se trata de una central de generación de ciclo combinado de 540 MW y una planta de regasificación con una capacidad de regasificación de 115.000 m³ por hora y una capacidad de almacenamiento de 160.000 m³.

Italia

En 2008, Gas Natural vendió aproximadamente 250 millones de m³ de gas natural a aproximadamente 400.000 clientes en Italia.

e.2) Sector de electricidad

España

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF participa a través de Gas Natural en las siguientes centrales de ciclo combinado (CCGT) con una capacidad instalada total de 3.600 MW:

- 2 plantas de ciclo combinado de 400 MW sitas en Cádiz (San Roque) y Barcelona (Sant Adrià del Besós).
- 1 CCGT de 800 MW en La Rioja y una CCGT de 1.200 MW en Cartagena, que iniciaron sus operaciones en 2005.
- 1 CCGT de 800 MW en Tarragona, que comenzó a funcionar en 2007.

A 31 de diciembre de 2008, están construyéndose instalaciones con una capacidad total de 1.200 MW (una CCGT de 400 MW en Málaga y otras 2 de idéntica capacidad en el Puerto de Barcelona).

A 31 de diciembre de 2008, Gas Natural poseía una capacidad neta de energía eólica de 363 MW y una capacidad neta de cogeneración de 28 MW.

México

En 2008, Gas Natural adquirió 5 centrales de ciclo combinado y 1 gasoducto de EDF y Mitsubishi en México. Las 5 plantas tienen una capacidad instalada total de 2.233 MW y el gasoducto tiene una longitud de 54 kilómetros. Los activos están valorados en 1.448 millones de dólares. En 2008, la electricidad generada y vendida ascendió a 11.455 Gwh.

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativas

El Plan Estratégico de Repsol YPF se centra en la optimización de los negocios estratégicos y el crecimiento orgánico rentable de los negocios y productos actuales de la compañía. 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 2008. Adicionalmente en la sección “*Áreas de Negocio*” del informe de gestión consolidado correspondiente del ejercicio 2008 se describe la evolución de las actividades más significativas desarrolladas por la compañía, 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 YPF opera en más de 33 países, de los que España y Argentina son los más significativos. La información relativa a este epígrafe que se recoge en la Nota 29—“Información por segmentos” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 y en la sección “*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado del ejercicio 2008, incluidas en la Sección II.c) del presente Documento de Registro, se actualiza con la información incluida en el epígrafe 6.1.1 del presente Documento de Registro.

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.

La actividad del Grupo Repsol YPF no se ha visto afectada por factores excepcionales. No obstante, Repsol YPF está influida 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 2008.

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 del Riesgo*” relativas a la dependencia del Grupo Repsol YPF a los contratos o permisos obtenidos en los diferentes países en los que opera, según el conocimiento de Repsol YPF, S.A., el curso ordinario de las actividades empresariales del Grupo Repsol YPF no depende, ni está influenciado, significativamente por patentes ni licencias, contratos industriales ni nuevos procesos de fabricación, así como tampoco de 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 YPF.

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF, S.A. es la sociedad matriz del Grupo Repsol YPF. Las sociedades del Grupo Repsol YPF se recogen en el epígrafe 7.2 del presente Documento de Registro.

A continuación se incluye un organigrama de las principales sociedades del Grupo Repsol YPF:

Nombre	País	Actividad	% de participación de control 30/09/09 ⁽¹⁾
Repsol YPF, S.A.	España	Sociedad de cartera	
YPF, S.A.	Argentina	Exploración y producción de hidrocarburos	84,04
Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	100
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	99,97
Repsol Comercial Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	99,78
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	100
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	100
Gas Natural SDG, S.A.	España	Distribución de gas	30,01
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	100
Petróleos del Norte, S.A.	España	Refino	85,98
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	100
RYTTSA	España	Trading de productos petrolíferos	100
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	100
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Admón. de inversiones de YPF en Chile	100
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	100
Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y Comercialización hidrocarburos	100
Repsol YPF Perú BV	Holanda	Sociedad de cartera	100

(1): No existe diferencia entre el porcentaje de participación en el capital y los derechos de voto en la correspondiente sociedad.

Repsol YPF poseía el mismo porcentaje de participación en estas sociedades a 31 de diciembre de 2008 a excepción de la participación en Gas Natural, que a esa fecha ascendía al 30,85% (véase epígrafe 20.6.1—“*Información financiera intermedia*” del presente Documento de Registro).

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

8.1 Información sobre el inmovilizado material, 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 2008 (véase Sección II.C)): Nota 10—“*Inmovilizado material*”, Nota 16—“*Existencias*” y en la Nota 36—“*Contratos de arrendamientos financieros*”. A 31 de diciembre de 2008 no existían gravámenes sobre el inmovilizado material del Grupo que tuvieran un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados del Grupo salvo por lo indicado en la Nota 10 de las cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2008, incorporados por referencia en el epígrafe 3.2 del presente Documento de Registro.

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO

9.1 Situación financiera

Véase epígrafe 20.1 del presente Documento de Registro.

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 2008 y se complementa con los factores contenidos en la Sección I “Factores del Riesgo” y el epígrafe 4 del presente Documento de Registro.

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

Véase epígrafes 6.1 y 20.1 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” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008 y se complementa con los factores contenidos en la Sección I “Factores del Riesgo” y en el epígrafe 4 del presente Documento de Registro.

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 del ejercicio 2008 (véase Sección II.C): Nota 5—“*Riesgos financieros-riesgo de liquidez*”, Nota 6—“*Gestión del capital*”, en la Nota 15—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*”, en la Nota 17—“*Patrimonio neto*”, en la Nota 19—“*Pasivos financieros*”, en la Nota 22—“*Subvenciones y otros pasivos no corrientes*”, en la Nota 28—“*Ingresos y gastos financieros*” y en la Nota 38—“*Operaciones con derivados*”, así como en el apartado “*Situación Financiera*” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008.

Asimismo, información relativa a este epígrafe se recoge en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007 (véase Sección II.D): apartado “*Estados de cambios en el patrimonio consolidado*”, Nota 5—“*Gestión de capital*”, Nota 13—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*”, Nota 16—“*Patrimonio neto*”, Nota 19—“*Financiación recibida*”, Nota 22—“*Otros pasivos no corrientes*”, Nota 28—“*Ingresos y gastos financieros*” y en la Nota 38—“*Operaciones con derivados*”.

Esta información se actualiza con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

La composición del fondo de maniobra a 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006 y al 30 de septiembre de 2009 es la siguiente:

	30/09/09	Var	31/12/08	Var	31/12/07	Var	31/12/06
FONDO DE MANIOBRA	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)	(%)	(millones €)
Existencias.....	4.077	13,76	3.584	(23,34)	4.675	20,68	3.874
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar	6.559	(1,10)	6.632	(17,28)	8.017	11,42	7.195
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.223	0,33	4.209	(27,02)	5.767	3,87	5.552
Otros deudores.....	2.089	(4,17)	2.180	9,38	1.993	58,05	1.261
Activos por impuesto corriente.....	247	1,65	243	(5,45)	257	(32,72)	382
Acreedores y otras cuentas a pagar	7.703	(6,00)	8.195	(14,35)	9.568	16,37	8.222
Proveedores.....	3.406	18,35	2.878	(35,92)	4.491	26,40	3.553
Otros acreedores.....	3.895	(22,52)	5.027	15,64	4.347	7,68	4.037
Pasivos por impuesto corriente	402	38,62	290	(60,27)	730	15,51	632
Provisiones corrientes.....	160	(63,39)	437	52,80	286	(3,70)	297
Total Fondo de Maniobra operativo.....	2.773	75,06	1.584	(44,19)	2.838	11,29	2.550
Otros activos financieros corrientes	216	(56,28)	494	85,71	266	(7,32)	287
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.418	(16,36)	2.891	11,84	2.585	1,10	2.557
Pasivos financieros corrientes.....	3.322	85,79	1.788	19,12	1.501	(3,53)	1.556
Total Fondo de Maniobra financiero.....	(688)	(143,08)	1.597	18,30	1.350	4,81	1.288
Total Fondo de Maniobra	2.085	(34,45)	3.181	(24,04)	4.188	9,12	3.838

Los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación a 31 de diciembre de 2008 son los siguientes:

31 de diciembre de 2008	Fecha Vencimiento						Total
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	
	Millones de euros						
Proveedores.....	2.878	--	--	--	--	--	2.878
Otros acreedores.....	5.027	--	--	--	--	--	5.027
Préstamos y otras deudas financieras.....	1.913	2.405	502	1.111	1.246	2.434	9.611
Acciones preferentes.....	132	129	3.114	39	39	521	3.974
Derivados.....	(27)	(93)	(29)	(1)	3	(88)	(235)

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

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.

Actualmente, no existe para Repsol YPF, S.A. ninguna 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 YPF 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 YPF y del tipo de deuda que más se adapte a dichas necesidades en cada momento.

A 31 de diciembre de 2008 el importe total de efectivo, líneas de crédito disponibles e inversiones financieras del Grupo Repsol YPF ascendía a 8.540 millones de euros. A 30 de septiembre de 2009, dicho importe ascendía a 8.640 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 correspondiente al ejercicio 2008 y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

La información anterior se actualiza con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

Entre el 1 de enero de 2009 y el 30 de septiembre de 2009, la cotización media del precio del WTI fue de 57,3 dólares por barril, un 50,5% inferior a la cotización media del mismo periodo de 2008. La reducción en los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de exploración y producción de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión en esta área. Asimismo, una reducción significativa de inversiones en el área podría tener un efecto negativo en la reposición de las reservas de crudo. Los precios del crudo también impactan en la valoración de los inventarios.

No obstante, la tendencia reciente del mercado de crudo es de una progresiva recuperación de los niveles de precios con valores superiores a los 70 dólares por barril a partir del segundo semestre de 2009, desde los mínimos marcados a finales del año 2008.

Asimismo, la actual situación de crisis económica y financiera mundial podría afectar, principalmente, a la demanda en los negocios de Refino y Marketing y petroquímico y al endurecimiento de las condiciones de acceso al crédito y, por ello, podrían afectar negativamente a las perspectivas del Grupo Repsol YPF.

Las últimas previsiones de los principales organismos internacionales muestran un mayor optimismo respecto a la recuperación económica de los países de la OCDE. Este cambio de tendencia podría tener un impacto significativo en las expectativas del mercado energético a medio plazo.

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 37—“*Pasivos contingentes y compromisos*” y en el apartado—“*Áreas de negocio*” del informe de gestión consolidado del ejercicio 2008, los principales factores que podrían tener una incidencia en las perspectivas del Grupo Repsol YPF son aquellos contenidos en la Sección I “*Factores de Riesgo*” y en el epígrafe 4 del presente Documento de Registro.

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

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

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

No procede.

13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las provisiones 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 provisiones 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 en el apartado B “Estructura de la administración de la sociedad” del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2008 que, de conformidad con lo previsto en el artículo 202.5 de la Ley de Sociedades Anónimas (la “LSA”), forma parte integrante del informe de gestión consolidado del ejercicio 2008 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro), así como en el Anexo III “Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores en sociedades” de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2008. 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 YPF, 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	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha de último nombramiento
Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Consejero Ejecutivo	--	09/05/2007
Luis del Rivero Asensio	Vicepresidente 1º	Consejero Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	09/05/2007
Isidre Fainé Casas	Vicepresidente 2º	Consejero Dominical	Criteria CaixaCorp, S.A.	14/05/2008
Juan Abelló Gallo.....	Vocal	Consejero Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	09/05/2007
Paulina Beato Blanco	Vocal	Consejera Independiente	--	16/06/2006
Artur Carulla Font	Vocal	Consejero Independiente	--	16/06/2006
Luis Carlos Croissier Batista....	Vocal	Consejero Independiente	--	09/05/2007
Ángel Duráñez Adeva	Vocal	Consejero Independiente	--	09/05/2007
Javier Echenique Landiribar....	Vocal	Consejero Independiente	--	16/06/2006
María Isabel Gabarró Miquel ...	Vocal	Consejera Independiente	--	14/05/2009
José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Consejero Dominical	Sacyr Vallehermoso, S.A.	09/05/2007
Carmelo de las Morenas López.....	Vocal	Consejero Independiente	--	09/05/2007
Juan María Nin Génova.....	Vocal	Consejero Dominical	Criteria CaixaCorp., S.A.	14/05/2008
Pemex Internacional España, S.A. ⁽¹⁾	Vocal	Consejero Dominical	Petróleos Mexicanos	16/06/2006
Henri Philippe Reichstul	Vocal	Consejero Independiente	--	16/06/2006
Luis Suárez de Lezo Mantilla...	Consejero y Secretario	Consejero Ejecutivo	--	14/05/2009

(1): Representada por Raúl Cardoso Maycotte.

La dirección profesional de todos los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. es, a estos efectos, Paseo de la Castellana 278, de Madrid.

Seguidamente se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF 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 YPF, 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 Master 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.

Actualmente es Vicepresidente de Gas Natural SDG, S.A., Presidente del Club Español de la Energía, Miembro del European Round Table of Industrialists (ERT), Miembro del Consejo Asesor de la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE), Miembro del Consejo Asesor Empresarial del Real Instituto Elcano, Miembro de la Asamblea General de The American Chamber of Commerce in Spain, Miembro de la Asociación Española de Directivos y del Círculo de Economía.

El Sr. Brufau fue nombrado Consejero de Repsol YPF, 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 la Junta General de Accionistas el 24 de marzo de 1999, el 4 de abril de 2003 y el 9 de mayo de 2007. Desde octubre de 2004 es presidente de Repsol YPF, S.A.

Luis del Rivero Asensio

Murcia 1949. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos (Santander-1972). P.D.G. del IESE en 1986. De 1972 a 1974, Director Técnico de HICEOSA. De 1974 a 1987, Jefe de Obra, Delegado y Jefe de Departamento en Ferrovial, S.A., Cofundador de SACYR, siendo Delegado desde 1987 a 1996, Director de Desarrollo Corporativo desde 1996 a 2000, Consejero Delegado desde 2000 a 2004. Asimismo, es Medalla de Honor del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos en 2006.

Actualmente es Presidente Ejecutivo de Sacyr Vallehermoso, S.A. (desde noviembre de 2004), Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A.U. y es Consejero de las siguientes sociedades del Grupo Sacyr Vallehermoso: Testa Inmuebles en Renta, S.A., Sacyr, S.A.U., Valoriza Gestión, S.A.U., Autovía del Barbanza Concesionaria de la Xunta de Galicia, S.A., Sociedad Concesionaria Aeropuerto de Murcia, S.A., Aeropuerto de la Región de Murcia, S.A., Somague S.G.P.S., Administrador Solidario de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L. y Sacyr Vallehermoso Participaciones, S.A.U., y Presidente de Tesfran.

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

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.

Es Presidente de la Caixa, Vicepresidente de Abertis Infraestructuras, S.A., Vicepresidente de Telefónica, S.A., Presidente de Critería CaixaCorp, S.A., Vicepresidente 1º de CECA (Confederación española de Cajas de Ahorros) y Presidente de la Fundación la Caixa. También es Consejero de Banco BPI, S.A. e Inbursa, representante de Critería Caixacorp en el Consejo de Hisusa (Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A.) y The Bank East of Asia, Limited. Asimismo ha sido Consejero de Sanef.

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

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 Centra Hispano, S.A., Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A., Instituto Sectorial de Promoción y Gestión de Empresas, S.A. y Grupo Banca Leonardo. 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.); y Consejero de Zed Worldwide, S.A. (en representación de Nueva Compañía de Inversiones, S.A.).

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

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 YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, y posteriormente ratificada y nombrada por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006.

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. Actualmente es accionista y Consejero Delegado de Corporación Agrolimen, S.A., Consejero Delegado de Arborinvest, S.A. Presidente de 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., y Arbora & Ausonia, S.L.U.; Secretario y Consejero de Quercus Capital Riesgo, S.G.E.C.R, RS, S.A. y Consorcio de Jabugo, S.A.; y miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona).

El Sr. Carulla fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006.

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 YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007.

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. Actualmente es Consejero de Gestevisión Telecinco, S.A., Consejero asesor de Exponencial-Agencia de Desarrollos Audiovisuales, S.L., Ambers & Coy 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 YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007.

Javier Echenique Landiribar

Pamplona (Navarra), 1951. 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, Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Abertis Infraestructuras, 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 YPF, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006.

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 YPF, 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. Actualmente es Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A. (en representación de Prilou, S.L.), Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U. y Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Sacyr, S.A.U. y Somague S.G.P.S., S.A.

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

Carmelo de las Morenas López

Sevilla, 1940. 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. Ha sido miembro del Standard Advisory Council del IASB. Actualmente 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.

El Sr. de las Morenas fue nombrado Consejero de Repsol YPF, S.A. por acuerdo del Consejo de Administración de 23 de julio de 2003, posteriormente ratificado por la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de marzo de 2004 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007.

Juan María Nin Génova

Barcelona, 1953. Abogado economista por la Universidad de Deusto y *Master in Laws* por la London School of Economics and Political Sciences. Inició su carrera profesional en el sector financiero, en el antiguo Banco Hispano Americano, en 1980, como Director de Internacional. 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, Juan María Nin 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 Critería CaixaCorp, S.A., Consejero de SegurCaixa Holding, S.A., Gas Natural SDG, S.A., Banco BPI, S.A., Erste Group Bank, A.G. y Grupo Financiero Inbursa, miembro del Consejo Rector de la Universidad de Deusto, Patrono de la Fundación ESADE, miembro de la Junta Directiva del Círculo Ecuéstre y miembro de APD (Asociación para el Progreso de la Dirección), Patrono de la Fundación Federico García Lorca, Patrono de la Fundación Consejo España-Estados Unidos y Vicepresidente de la Fundación Consejo España-India.

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

Raúl Cardoso Maycotte (representante de Pemex Internacional España, S.A.)

México D.F., 1953. Licenciado en Derecho por la Universidad Autónoma de México, Master en Relaciones Internacionales por el Instituto de Estudios Sociales de La Haya. Inició su cometido en Pemex en 1983, donde ha ocupado puestos relevantes dentro de la misma. Entre 2001 y 2003 fue Embajador de México en Ankara (Turquía), con concurrencia en varios países de Asia Central. Asimismo, es representante de México ante la OPEC y la Agencia Internacional de la Energía. Actualmente es Consejero Delegado de Pemex Internacional España, S.A. y P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.

La sociedad Pemex Internacional España, S.A. fue nombrada Consejera de Repsol YPF, 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 la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006.

Henri Philippe Reichstul

París (Francia), 1949. Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de pos-graduación 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. Asimismo ha sido miembro del Consejo de TAM Linhas Aéreas, S.A., Holding Vivo y Grupo Pão de Açúcar. Actualmente es Miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Consejero de Ashmore Energy International, Presidente de Brenco–Companhia Brasileira de Energía Renovável, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Consultivo de Peugeot Citroen, S.A., Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible y Consejero de IAB-Grupo Crédit Agricole, S.A. 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 Participações S.A., Reichstul & Associates Ltd. y Brenco Holding, S.A.

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

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 petróleo y ha ejercido como profesional liberal, singularmente en el sector de la energía. Actualmente es Consejero de CLH, Consejero de Repsol–Gas Natural LNG, S.L. y Vicepresidente de la Fundación Repsol.

El Sr. Suárez de Lezo fue nombrado Consejero de Repsol YPF, 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^(*)

Los altos directivos de Repsol YPF son los siguientes:

Nombre	Cargo
Antonio Brufau Niubó.....	Presidente Ejecutivo Repsol YPF
Miguel Martínez San Martín	Director General de Operaciones
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Director General de <i>Upstream</i>
Pedro Fernández Frial	Director General de <i>Downstream</i>
Antonio Gomis Sáez.....	Director General de YPF
Fernando Ramírez Mazarredo	Director General Económico Financiero
Cristina Sanz Mendiola	Directora General de Personas y Organización
Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Secretario General y del Consejo de Administración

(*) Se entiende por “altos directivos”, a estos efectos, los miembros del Comité de Dirección de Repsol YPF.

A continuación se recoge un breve *currículum vitae* de los altos directivos de Repsol YPF que no forman parte del Consejo de Administración:

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 YPF como Director Económico Financiero de Refino y Repsol Comercial, donde también ha ocupado la Dirección de gestión de la red propia de CAMPSA Red. Fue Director de las Estaciones de Servicio de Repsol YPF en Europa. Asimismo, ha sido miembro de Consultores Merchandising. Desde mayo de 2007 es Director General de Operaciones y miembro del Comité de Negocios.

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 YPF. Participó en las negociaciones para la entrada de España en el Mercado Común Europeo y en la adaptación del Monopolio Español de Petróleos (CAMPSA) y el Protocolo del Gas. Ha sido Secretario de Estado de la Energía y Recursos Naturales y desempeñó el cargo de Director Corporativo de Servicios Compartidos de Repsol YPF. Actualmente es Director General de *Upstream*. Desde enero de 2005 es Director General de *Upstream* y miembro del Comité de Negocios. Asimismo, ha sido Administrador único de Repsol LNG Holding, S.A., Administrador solidario de Repsol LNG, S.L., Consejero de Repsol-Gas Natural LNG, S.L., Alliance Oil Company Limited y Vocento. Actualmente es Administrador Único de Repsol Exploración Perú, S.A., Repsol Exploración Colombia, S.A., Repsol Exploración Securé, S.A., Repsol Exploración Kazakhstan, S.A., Repsol Exploración Tobago, S.A., Repsol YPF Ecuador, S.A., Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A., Repsol Exploración Suriname, 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 YPF Oriente Medio, S.A. y Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.; Consejero de Repsol Exploración, S.A. y Eolia Renovables de Inversiones, S.C.R., S.A. y Patrono de la Fundación Repsol.

Pedro Fernández Frial

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid. Inició su carrera en una de las empresas que actualmente forman parte del Grupo Repsol YPF en 1980, desempeñando diversos puestos técnicos y de gestión 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, y en 2002 máximo responsable de esta área. Asimismo, desempeñó el cargo de Director Corporativo de Planificación y Control de Repsol YPF. Desde enero de 2005 es Director General de *Downstream* y miembro del Comité de Negocios. 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 Europa 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.

Antonio Gomis Sáez

La trayectoria profesional de Antonio Gomis comenzó en 1974 en una de las empresas que actualmente forman parte del Grupo Repsol YPF y en 1986 fue nombrado Director del Área de Relaciones Internacionales e Institucionales de Repsol, S.A., cargo que ocupó hasta 1997.

Ese año fue designado Director General de la Energía del Estado Español. En 2000, se incorporó de nuevo al Grupo Repsol YPF como Director Corporativo de Relaciones Externas. En enero de 2005 fue nombrado Director del Área Química Europa y Resto del mundo del Grupo. Ha sido Presidente del Comité Español del Consejo Mundial del Petróleo y Vicepresidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía. Desde mayo de 2007 es Director General de YPF puesto que desempeña en la actualidad. Asimismo en la actualidad es Presidente de AESA (Astra Evangelista, S.A.) y Director Titular de Caveant, S.A.

Fernando Ramírez Mazarredo

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad de Madrid y Censor Jurado de Cuentas. Cuenta con una amplia experiencia como auditor. Ha sido socio director de Arthur Andersen, Consejero y Vicepresidente de la CNMV y Subdirector General de Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona. En 1996 fue nombrado Director General Adjunto de esta entidad financiera. Además ha sido presidente del Mercado Español de Futuros Financieros (MEFF) y Consejero de Unión Fenosa, S.A. Desde enero de 2005 ocupa el cargo de Director General Económico Financiero de Repsol YPF. Actualmente es Consejero de Gas Natural SDG, S.A. y Director Titular de YPF, S.A.

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 YPF como Directora de Medio Ambiente de Repsol YPF, 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. Desde el año 2009 es Directora General de Personas y Organización. Asimismo es Patrona de la Fundación Repsol.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol YPF, 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 una quiebra, suspensión de pagos o cualquier otro procedimiento concursal; 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.

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

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.

Repsol YPF no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto entre los intereses privados (y/otros deberes) de los miembros del Consejo de Administración, ni de la Alta Dirección, y sus deberes como Consejeros o altos directivos de Repsol YPF.

Repsol YPF 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 YPF, de conformidad con lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

Así, respecto de los Consejeros de Repsol YPF, el Reglamento del Consejo de Administración les exige, de forma general, que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de Repsol YPF, 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.

En particular, 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.

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.

Asimismo, 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 YPF realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

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 incurso 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 YPF.

De la misma manera, Repsol YPF 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 de la Alta Dirección) y el interés de Repsol YPF.

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros de la Alta Dirección en su condición de personas con acceso habitual a información confidencial de Repsol YPF (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 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, aplicable a todos los Directivos y empleados de Repsol YPF, dispone en su apartado 6.4 lo siguiente:

"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."

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 YPF o de la Alta 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 YPF en el ámbito del mercado de valores, de conformidad con el artículo 81 de la Ley del Mercado de Valores, prohíbe a los Consejeros y miembros de la Alta Dirección de Repsol YPF, entre otras personas, la realización de operaciones sobre los valores emitidos por Repsol YPF o por sociedades del Grupo Repsol YPF 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 de la Alta Dirección de Repsol YPF, en su condición de “Personas Afectadas” por el citado Reglamento Interno de Conducta no podrán realizar operaciones sobre los valores anteriores desde los quince días anteriores a cada presentación de resultados de Repsol YPF hasta el día hábil bursátil siguiente a la fecha de su publicación.

15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS

15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (véase Sección II.C): Nota 32—“*Incentivos a medio y largo plazo*” y en la Nota 34—“*Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo*”, así como en los apartados B “*Estructura de la administración de la Sociedad*” y G “*Otras informaciones de interés*” del informe anual de gobierno corporativo de Repsol YPF, S.A. del ejercicios 2008 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro).

La información anterior se actualiza con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

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 YPF, S.A. los miembros del Consejo de Administración son nombrados por la Junta General por el plazo máximo de 4 años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración.

De conformidad con lo anterior, 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 anterior. De conformidad con el artículo 126 de la LSA, el nombramiento caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado la junta general siguiente o hubiese transcurrido el término legal para la celebración de la junta que deba resolver sobre la aprobación de las cuentas anuales del ejercicio anterior.

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, 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 la letra I. del apartado “*Contenido adicional al informe de gestión*” (véase Sección II.C). No ha habido modificaciones significativas desde el 31 de diciembre de 2008 hasta la fecha del presente Documento Registro.

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.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado B “*Estructura de la administración de la sociedad*” del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2008 que, de conformidad con lo previsto en el artículo 202.5 de la LSA, forma parte integrante del informe de gestión consolidado del ejercicio 2008 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro) y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

La composición actual de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de Repsol YPF, S.A. es la siguiente:

Nombre/Denominación social	Cargo	Naturaleza del Cargo
Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
Juan María Nin Génova.....	Vocal	Dominical

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

Repsol YPF 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 YPF, S.A. del ejercicio 2008 (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 la Nota 35—“Plantilla” de las cuentas anuales consolidadas de los ejercicios 2008 y 2007 (véanse apartados C) y D) de la Sección II), así como en el apartado “Áreas corporativas” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008, y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

La información anterior se actualiza con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado A.3 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2008 (véase Sección II.C del presente Documento de Registro) y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

De acuerdo con los datos de que dispone Repsol YPF, S.A., el cómputo total de las acciones de las que los actuales Consejeros son titulares asciende a 397.216 acciones, que representan el 0,033 % del capital social de Repsol YPF, S.A.

Nombre/Denominación social	Nº Acciones directas	Nº Acciones indirectas	Nº Acciones totales	Participación total capital (%)	Nº opciones
Antonio Brufau Niubó.....	205.621	--	205.621	0,017	--
Luis del Rivero Asensio	1.000	--	1.000	0,000	--
Isidre Fainé Casas	242	--	242	0,000	--
Juan Abelló Gallo.....	1.000	81.926	82.926	0,007	--
Paulina Beato Blanco	100	--	100	0,000	--
Artur Carulla Font	18.945	--	18.945	0,001	--
Luis Carlos Croissier Batista.....	--	--	--	0,000	--
Ángel Durández Adeva	5.950	--	5.950	0,000	--
Javier Echenique Landiribar.....	--	17.200	17.200	0,001	--
María Isabel Gabarró Miquel	5.816	1.832	7.648	0,001	--
José Manuel Loureda Mantiñán	50	48.200	48.250	0,004	--
Carmelo de las Morenas López.....	7.376	--	7.376	0,001	--
Juan María Nin Génova.....	242	--	242	0,000	--
Pemex International España	1	--	1	0,000	--
Henri Philippe Reichstul	50	--	50	0,000	--
Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	1.665	--	1.665	0,000	--
Total	248.058	149.158	397.216	0,033	--

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

A la fecha del presente Documento de Registro, los altos directivos son titulares de 30.598 acciones de Repsol YPF, S.A. Asimismo, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen opciones sobre acciones de Repsol YPF, S.A. a favor de ninguno de los altos directivos.

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

No existen planes de opciones ni otros acuerdos de participación sobre acciones de Repsol YPF, S.A. a favor de los empleados de la misma.

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—17 “*Patrimonio neto*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008, así como en el informe de gestión consolidado del ejercicio 2008: letra C. del apartado “*Contenido adicional del informe de gestión*” y en el apartado A “*Estructura de la propiedad*” del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2008 y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

La siguiente tabla que muestra los accionistas significativos de Repsol YPF, S.A. a la fecha del presente Documento de Registro.

Accionista ⁽¹⁾	Notificaciones de derechos de voto		
	% de derechos de voto		
	% Directo	% Indirecto	% Total
Criteria Caixa corp, S.A. ⁽²⁾	9,28	5,02	14,31
Petróleos Mexicanos ⁽³⁾	0,00	4,81	4,81
Sacyr Vallehermoso, S.A. ⁽⁴⁾	0,00	20,01	20,01

(1): Fuente: Según conocimiento de Repsol YPF, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV.

(2) Criteria Caixa Corp., sociedad controlada por la Caixa, ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A., sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%.

(3) 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 por las cuales se arbitran mecanismos que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de hasta un 4,81% del capital social de Repsol YPF, S.A.

(4) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

Adicionalmente, el 18 de enero de 2008, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, LTD y Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG informaron a la CNMV de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado de sus derechos de voto en Repsol YPF, S.A. (3,22%). Según la información presentada en la CNMV, dichas entidades son todas sociedades gestoras de IICS (Instituciones de Inversión Colectiva), sin que la entidad dominante de éstas (Barclays Global Investors UK Holdings LTD) dé instrucciones directas o indirectas para el ejercicio de los correspondientes derechos de voto poseídos por dichas sociedades gestoras. El 8 de diciembre de 2009, la entidad Blackrock, Inc. notificó a Repsol YPF, S.A. que, con fecha 1 de diciembre de 2009, había adquirido el negocio de Barclays Global Investors y que su participación en Repsol YPF, S.A. ascendía a 43.213.390 acciones, representativas del 3,539% de los derechos de voto.

18.3 El control de la sociedad

Según el conocimiento de Repsol YPF, S.A., a la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF, 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 YPF, S.A., no existe ningún acuerdo cuya aplicación pueda, en una fecha ulterior, dar lugar a un cambio en el control del emisor.

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 33—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y en la Nota 34— “*Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo*” de las cuentas anuales consolidadas de los ejercicios 2008 y 2007 (véanse apartados C) y D) de la Sección II), así como en el apartado C “*Operaciones vinculadas*” de los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2008, 2007 y 2006.

Al amparo de lo establecido en el artículo quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro los informes anuales de gobierno corporativo correspondiente a los ejercicios 2007 y 2006, que pueden consultarse en la página web de Repsol YPF (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

La información anterior se actualiza con la información financiera intermedia resumida del Grupo Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2009 y que ha quedado incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2. La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 30 de junio de 2009, dado que dicha información es elaborada semestralmente por Repsol YPF. En las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2009 se actualizará dicha información a 31 de diciembre de 2009.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las sociedades del Grupo Repsol YPF, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objetivo y condiciones. Las operaciones entre partes vinculadas se han realizado de acuerdo con las condiciones de mercado.

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

20.2 Información financiera pro-forma

No procede.

20.3 Estados financieros

Los estados financieros anuales consolidados correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007 han quedado incorporados en el epígrafe 20.1, de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II) A del presente Documento de Registro.

Los estados financieros anuales individuales y consolidados de Repsol YPF correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007 y 2006 pueden ser consultados por cualquier interesado en los lugares que se indican en el epígrafe 24 siguiente.

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 y consolidadas, de Repsol YPF, S.A. correspondientes a los ejercicios 2008, 2007 y 2006 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.

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 financieros incluidos en el presente Documento de Registro han sido extraídos de las cuentas anuales consolidadas de los ejercicios 2008 y 2007.

En el epígrafe 3.2 del presente Documento de Registro, se incorporan por referencia los estados financieros intermedios resumidos consolidados de Repsol YPF correspondientes al primer semestre de 2009 que han sido objeto de una revisión limitada por parte del auditor, cuyo informe se incluye en los estados financieros intermedios consolidados publicados al 30 de junio de 2009.

La información financiera correspondiente al 30 de septiembre de 2009 incorporada en los epígrafes 3.2 y 20.6 del presente Documento de Registro no ha sido auditada.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

El último año de información financiera auditada no excede en más de 18 meses a la fecha del presente Documento de Registro.

20.6 Información intermedia y demás información financiera

20.6.1 Información financiera intermedia

La información financiera intermedia, correspondiente al primer semestre y tercer trimestre de 2009 ha sido incorporada por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

A continuación se recoge el balance del Grupo Repsol YPF correspondiente a 30 de septiembre de 2009 (información no auditada):

	30/09/09	Var.	31/12/08
	(millones €)	(%)	(millones €)
ACTIVO	(información no auditada)		(información auditada)
Inmovilizado Intangible:	6.879	68,64	4.079
a) Fondo de Comercio	4.506	58,05	2.851
b) Otro inmovilizado intangible	2.373	93,24	1.228
Inmovilizado material	31.848	23,74	25.737
Inversiones inmobiliarias	39	25,81	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.....	535	1,90	525
Activos financieros no corrientes	2.194	(11,03)	2.466
Activos por impuesto diferido	1.627	11,21	1.463
Otros activos no corrientes	350	26,81	276
ACTIVO NO CORRIENTE	43.472	25,73	34.577
Activos no corrientes mantenidos para la venta	1.273	1,76	1.251
Existencias	4.077	13,76	3.584
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.559	(1,10)	6.632
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.223	0,33	4.209
b) Otros deudores	2.089	(4,17)	2.180
c) Activos por impuesto corriente	247	1,65	243
Otros activos financieros corrientes	216	(56,28)	494
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes.....	2.418	(16,36)	2.891
ACTIVO CORRIENTE.....	14.543	(2,08)	14.852
TOTAL ACTIVO.....	58.015	17,37	49.429

	30/09/09	Var.	31/12/08
	(millones €)	(%)	(millones €)
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	(información no auditada)		(información auditada)
PATRIMONIO NETO			
Capital	1.221	0,00	1.221
Prima de Emisión	6.428	0,00	6.428
Reservas	247	0,00	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(190)	21,16	(241)
Resultados de ejercicios anteriores	12.874	12,66	11.427
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1.257	(53,63)	2.711
Dividendo a cuenta	-	100,00	(634)
FONDOS PROPIOS	21.837	3,20	21.159
Activos financieros disponibles para la venta	(3)	57,14	(7)
Operaciones de cobertura	(122)	18,67	(150)
Diferencias de conversión	(1.687)	(87,03)	(902)
Otros	-	-	-
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	(1.812)	(71,10)	(1.059)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	20.025	(0,37)	20.100
INTERESES MINORITARIOS	1.606	37,26	1.170
TOTAL PATRIMONIO NETO	21.631	1,70	21.270
Subvenciones	239	121,30	108
Provisiones no corrientes	3.057	12,80	2.710
Pasivos financieros no corrientes:	15.128	46,66	10.315
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	14.932	49,31	10.001
b) Otros pasivos financieros	196	(37,58)	314
Pasivos por impuesto diferido	3.170	24,12	2.554
Otros pasivos no corrientes	3.015	107,79	1.451
PASIVO NO CORRIENTE	24.609	43,59	17.138
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	590	(1,83)	601
Provisiones corrientes	160	(63,39)	437
Pasivos financieros corrientes:	3.322	85,79	1.788
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	3.315	90,30	1.742
b) Otros pasivos financieros	7	(84,78)	46
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:	7.703	(6,00)	8.195
a) Proveedores	3.406	18,35	2.878
b) Otros acreedores	3.895	(22,52)	5.027
c) Pasivos por impuesto corriente	402	38,62	290
Otros pasivos corrientes	--	0,00	--
PASIVO CORRIENTE	11.775	6,84	11.021
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	58.015	17,37	49.429

Principales variaciones en el balance

La principal variación del balance de situación consolidado del Grupo entre el 31 de diciembre de 2008 y el 30 de septiembre de 2009 corresponde a la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, tal y como figura en los estados financieros resumidos intermedios semestrales a 30 de junio

de 2009, incorporados por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

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 YPF en Gas Natural):

FONDO DE COMERCIO	(millones €)
Efectivo pagado.....	4.860
Costes de adquisición.....	20
Total precio de compra.....	4.880
Valor razonable de los activos netos adquiridos.....	3.161
Fondo de comercio.....	1.719

ACTIVOS NETOS	(millones €)	
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible.....	1.318	263
Inmovilizado material.....	5.337	3.840
Activos financieros no corrientes.....	424	456
Activo por impuesto diferido.....	250	250
Otros activos corrientes.....	1.106	1.107
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes.....	66	66
TOTAL ACTIVOS.....	8.501	5.982
Intereses minoritarios.....	626	389
Pasivos financieros no corrientes.....	1.722	1.730
Otros pasivos no corrientes.....	838	759
Pasivos por impuestos diferidos.....	827	177
Otros pasivos corrientes.....	1.323	1.323
TOTAL PASIVOS.....	5.336	4.378
Activos netos adquiridos.....	3.165	1.604
Variaciones patrimoniales hasta la fecha de control.....	(4)	--
Valor razonable de los activos netos adquiridos.....	3.161	--
Precio de compra.....	4.880	--
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida.....	66	--
Efectivo utilizado en la adquisición.....	4.814	--

En el epígrafe “*Inmovilizado material*”, adicionalmente a lo descrito en el apartado anterior, cabe destacar:

- las inversiones realizadas en el período en inmovilizado material por importe de 3.122 millones de euros corresponden principalmente a inversiones en activos de exploración y producción en Argentina, Norteamérica, Brasil, Trinidad y Tobago y Libia. Así mismo, se han realizado inversiones significativas en activos de refino en España.
- En marzo de 2009 el Grupo adquirió el 20% de participación que poseía Murphy Ecuador Oil Company Ltd., (sociedad que ha cambiado el nombre a Amodaimi-Oil Company Ltd.) en el Bloque 16 en Ecuador por importe de 66 millones de euros, con lo que la participación consolidada de Repsol YPF en dicho Bloque asciende al 55%.

- Adicionalmente, durante el período intermedio terminado a 30 de septiembre de 2009, se han registrado altas de inmovilizado material por importe de 1.375 millones de euros correspondientes dos gasoductos relacionados con el proyecto Canaport. Estos gasoductos han sido adquiridos en régimen de arrendamiento financiero.
- Finalmente, con fecha 30 de marzo de 2009 se ha completado la venta de un edificio de oficinas en el Paseo de la Castellana de Madrid por importe de 409 millones de euros.

Asimismo, en el epígrafe “*Pasivos financieros no corrientes*”, adicionalmente a la deuda contraída para la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, la variación más importante corresponde a la emisión de bonos realizada por el Grupo por importe de 1.128 millones de euros.

A continuación se recoge la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF correspondiente a 30 de septiembre de 2009 (información no auditada):

CUENTA DE RESULTADOS	30/09/2009 (millones €)	Var. %	30/09/2008 (millones €)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN.....	2.484	(51,03)	5.072
<i>Upstream</i>	618	(69,08)	1.999
GNL.....	39	(55,68)	88
Downstream.....	766	(50,26)	1.540
YPF.....	663	(36,62)	1.046
Gas Natural SDG.....	560	32,39	423
Corporación y otros.....	(162)	(575,00)	(24)
RESULTADO FINANCIERO.....	(278)	(17,80)	(236)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS	2.206	(54,38)	4.836
Impuesto sobre beneficios.....	(883)	53,72	(1.908)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	68	1,49	67
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO	1.391	(53,56)	2.995
RESULTADO ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS	134	(25,14)	179
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE.....	1.257	(55,36)	2.816

Las causas de las principales variaciones en el resultado de los nueve primeros meses del ejercicio 2009, respecto al ejercicio anterior, son las siguientes:

Upstream

El resultado de explotación ha ascendido a 618 millones de euros, lo que supone un descenso del 69,1% frente al mismo período de 2008. Esto se debe, principalmente, a los menores precios internacionales de crudo y gas.

GNL

El resultado de explotación ha ascendido a 39 millones de euros, con un descenso del 55,7%. Esto se debe a la caída de los precios del pool eléctrico español, por la caída de los precios internacionales del gas, y por menores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL.

Downstream

El resultado de explotación ha sido de 766 millones de euros, frente a 1.540 millones de euros del año anterior, fundamentalmente como consecuencia de la caída en los márgenes de refino así como del impacto contable de la valoración de los inventarios. El peor margen de refino y debilidad del negocio

químico no han podido ser compensados por los mayores resultados de los negocios de Marketing y GLP

YPF

El resultado de explotación acumulado del año ascendió a 663 millones de euros, un 36,6% inferior al del mismo periodo del año anterior. El descenso muestra que el incremento de los precios de los líquidos en moneda local, no ha podido compensar el efecto de la retención a las exportaciones, de los menores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional y de los efectos de menores ingresos derivados impacto negativo del tipo de cambio.

Gas Natural

El resultado de explotación ha sido de 560 millones de euros en comparación con los 423 millones de euros del mismo periodo del año anterior. El aumento se ha producido por la integración global de los resultados de Unión Fenosa en Gas Natural SDG, lo cual significa que esta operación ha tenido un impacto positivo en el resultado operativo de esta última.

RESULTADO FINANCIERO

El gasto financiero neto acumulado al final de los 9 primeros meses de 2009 ha sido de 278 millones de euros, frente a los 236 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- Intereses netos: Incremento del gasto en 126 millones de euros, principalmente por el mayor volumen medio de deuda como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, unido a la incorporación de la deuda financiera neta de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009. Este efecto se ha visto compensado parcialmente por la disminución de los tipos de interés respecto a 2008.
- Resultado de posiciones: resultado positivo de 288 millones de euros, consecuencia de la gestión activa de coberturas en el mercado de divisas y se explica por la exposición mantenida frente al dólar y al peso argentino. Su devaluación frente al euro ha reducido el valor de los pasivos denominados en estas monedas.
- Otros gastos financieros: Incremento de 65 millones de euros, debido principalmente a la incorporación en 2009 del gasto por el leasing financiero para el transporte por gasoducto del gas natural comercializado en USA y Canadá.

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 18—“Dividendos” y en la Nota 17—“Dividendos” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2008 y 2007, respectivamente (véanse apartados C) y D) de la Sección II).

El importe de la distribución de dividendos es fijado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. a propuesta del Consejo de Administración. En la actualidad, Repsol YPF, S.A. no ha

establecido una política de reparto de dividendos. Asimismo, el pago de dividendos que eventualmente Repsol YPF, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la satisfactoria gestión del negocio y sus resultados operativos.

La Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., celebrada el 14 de mayo de 2009, aprobó una distribución de un dividendo bruto complementario correspondiente al ejercicio 2008 por un importe de 0,525 euros por acción.

El Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó, en su reunión de 25 de noviembre de 2009, la distribución de un dividendo bruto de 0,425 euros por acción a cuenta de los resultados de 2009, pagadero el 22 de diciembre de 2009. Este dividendo a cuenta representa el 81% del dividendo a cuenta correspondiente al ejercicio 2008.

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 7—“*Estimaciones y juicios contables*”, en la Nota 25—“*Situación fiscal-Otra información con trascendencia fiscal*” y en la Nota 37—“*Pasivos contingentes y compromisos*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (véase apartado C) de la Sección II), así como en la Nota 10—“*Litigios*” de los estados financieros resumidos consolidados del Grupo Repsol YPF, correspondientes al primer semestre de 2009, que han quedado incorporados por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

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 la posición financiera o la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos legales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha del Documento de Registro.

A 30 de septiembre de 2009, el balance consolidado de Repsol YPF incluye una provisión por litigios por un importe total de 396 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 25—“*Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008). Sin perjuicio de que Repsol YPF realizó dicha estimación según la información disponible a la fecha en que los hechos fueron analizados, es posible que acontecimientos o circunstancias futuras requieran su revisión (al alza o la baja) al final del ejercicio 2009, en ejercicios fiscales posteriores o en periodos intermedios.

UNIÓN EUROPEA

Como consecuencia de investigaciones llevadas a cabo por la Comisión Europea en diversos mercados, 2 sociedades filiales de Repsol YPF, S.A., General Química S.A. (la cual elabora caucho y productos derivados del caucho) y Repsol YPF Lubricantes y Especialidades S.A. (RYLESA) (la cual elabora, entre otros productos, asfaltos) fueron sancionadas, junto con otras sociedades del Grupo Repsol YPF, con multas hasta por un importe total de 80,5 y 3,4 millones de euros, respectivamente. Las decisiones dictadas en cada caso declararon responsables solidarios a Repsol YPF, S.A. y a las sociedades filiales intermedias relevantes. Adicionalmente, en octubre de 2008, una sanción por importe de 19,8 millones de euros fue impuesta a determinadas sociedades del Grupo Repsol YPF como consecuencia de una investigación llevada a cabo en el mercado de las parafinas.

Si bien las sanciones han sido ya satisfechas, las 3 resoluciones han sido apeladas ante el Tribunal Europeo de Primera Instancia que, el 18 de diciembre de 2008, dictó sentencia desestimando la apelación interpuesta por General Química, S.A. Un recurso de nulidad ha sido interpuesto ante el Tribunal Europeo de Justicia. Los 3 recursos se encuentran pendientes de resolución.

ESPAÑA

El 11 de julio de 2007, la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia (la “CNC”) notificó a Repsol YPF la apertura de un expediente sancionador en relación con el artículo 1 de la Ley de Defensa de la Competencia española (la “LDC”) contra Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (“RCPP”), BP y Compañía Española de Petróleos S.A. (“CEPSA”). La CNC imputa a las antes citadas una infracción consistente en la fijación indirecta de los precios de los carburantes de automoción gasolina derivada del sistema de precios máximos y recomendados comunicados a las estaciones de servicio de sus respectivas redes. En agosto de 2008, el Consejo de la CNC admitió a trámite el citado expediente aplicando de manera coincidente el artículo 1 de la LDC y el artículo 81 del Tratado de la Comunidad Europea. 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 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. RCPP interpondrá recurso frente a dicha resolución.

Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. interpuso con fecha 27 de octubre de 2009, ante la Sección Sexta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional, Recurso Contencioso-Administrativo contra la Resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de fecha 30 de julio de 2009.

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 antiguo 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, que están pendientes de resolución.

Reclamos de Innergy Soluciones Energéticas, S.A. (“Innergy”), Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A

Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural durante los años 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008, 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.

Diversos clientes de YPF, incluyendo Innergy Soluciones Energéticas, S.A. (“**Innergy**”), Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. 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. En el año 2007, Innergy reclamó de YPF la cantidad de 88 millones de dólares (63 millones de euros), más intereses, y se reservó el derecho de incrementar esta cantidad para acumular penalidades adicionales en relación con las entregas no realizadas con posterioridad a septiembre de 2007. El 18 de junio de 2009, YPF e Innergy suscribieron un acuerdo de resolución de sus disputas a través del cual YPF compensa a Innergy por una cantidad sustancialmente inferior a la originalmente reclamada y, sin reconocer hechos ni derechos, acordaron transar las disputas sometidas al procedimiento arbitral que estaba en curso.

Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el comienzo formal del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Estas compañías han reclamado daños producidos hasta septiembre de 2007, por un importe total aproximado de 93 millones de dólares (62,83 millones de euros). YPF se ha opuesto a dichas reclamaciones. Hasta la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.

Arbitraje con AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) y Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do SUL (“Sulgás”).

AESU ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (18,91 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 a 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 Sulgás contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (756 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.

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.

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 (7,2 millones de euros) por 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 (12,2 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (259 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF.

Litigio con Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)

El 8 de abril de 2009, YPF 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.

Mercado local argentino, Central Puerto S.A. (“Central Puerto”)

Central Puerto presentó dos reclamaciones contra YPF en referencia a acuerdos de suministro de gas natural, habiéndose resuelto por ambas partes la disputa referida al suministro de gas natural en la planta de Loma La Lata. Sin perjuicio de lo anterior, Central Puerto notificó a YPF su decisión de someter a arbitraje, de conformidad con las normas de la CCI, controversias relacionadas con el suministro de gas natural a su ciclo combinado ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. YPF presentó demanda reconvenzional contra la actora en la cual se reclamaba, entre otros, que el tribunal arbitral diera por terminado el contrato o, en su defecto, que se procediera a su reestructuración. La demanda reconvenzional fue contestada por Central Puerto en diciembre de 2007.

Con fecha 26 de junio de 2009 YPF y Central Puerto suscribieron un Acuerdo Transaccional, a través del cual YPF compensó parcialmente a Central Puerto y, sin reconocer hechos ni derechos, se resolvieron las disputas sometidas al procedimiento arbitral en curso, acordando adicionalmente dar por terminados los contratos con Central Nuevo Puerto, Central Puerto Nuevo, y el contrato de suministro de gas natural a su ciclo combinado ubicado en la ciudad de Buenos Aires, renunciando las partes a cualquier reclamación relacionada con el mismo; y desistiendo y renunciando a todas las acciones, derechos y pretensiones objeto del arbitraje.

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 costo 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 ha sido 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. En base a las pruebas disponibles a la fecha, YPF considera estas reclamaciones un pasivo contingente.

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 la interferencia del Gobierno de Argentina.

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 N° 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.

YPF fue notificado informalmente que la Secretaria de Política Medioambiental de Buenos Aires había iniciado acciones penales contra YPF sobre la base de un presunto empeoramiento de los problemas de calidad del agua en el Canal Oeste adyacente a la refinería de La Plata, daños potenciales contra la salud (existencia de partículas volátiles y/o suspensión de hidrocarburos), incumplimiento del plan de remediación de canal y la presunta existencia de vertederos clandestinos. El 25 de septiembre de 2008, el tribunal federal penal decidió no iniciar acciones formales y sobreseyó el procedimiento sobre la base de la prueba practicada y el certificado de aptitud medioambiental de fecha 19 de octubre de 2007.

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 reconvenición formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 28,9 millones de dólares (20,8 millones de euros). Frente al laudo, YPF ha interpuesto un recurso extraordinario ante la Corte Suprema de la Nación 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. No obstante, EDF ha iniciado una acción en la Corte de Distrito del Estado de Delaware, en EE.UU., pretendiendo la ejecución del laudo arbitral, a la que YPF se ha opuesto. Dicha ejecución promovida en Delaware ha sido rechazada por el Tribunal de Primera Instancia. No obstante, la Corte de Apelaciones en Estados Unidos revocó parcialmente la mencionada resolución y ordenó la suspensión del procedimiento hasta la conclusión de los recursos de nulidad pendientes en Argentina, tal como fuera solicitado por YPF. Asimismo, YPF ha sido notificada del proceso de ejecución promovido por EDF en París, Francia.

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 Endesa Internacional S.A. e YPF a pagar una indemnización por daños y perjuicios a EDF, así como también respecto de la condena a EDF a abonar una indemnización a Endesa Internacional S.A. y a YPF. A la fecha del presente Documento de Registro, esta resolución no es firme.

Controversia sobre la libre disponibilidad de divisas en relación con las provenientes de las exportaciones realizadas por YPF durante el año 2002.

En relación con la incertidumbre relativa al derecho de las compañías de los sectores del petróleo y del gas para mantener fuera de Argentina hasta el 70% de las divisas provenientes de la exportación durante el periodo comprendido entre la entrada en vigor del Decreto 1.606/2001 y el Decreto 2.703/2002, el 12 de octubre de 2007, fue notificada a YPF la incoación de un procedimiento administrativo sumario por supuesto retraso en la repatriación divisas y en la falta de repatriación del restante 70% en relación con determinadas exportaciones de hidrocarburos realizadas durante el año 2002.

En dicho procedimiento se presentaron cargos contra YPF por importe de 1,6 millones de dólares. Sin embargo, una sentencia reciente del Tribunal de Primera Instancia de Asuntos Penales y Económicos, en un procedimiento administrativo similar sobre operaciones de exportación realizadas en 2002 por otra compañía resolvió la cuestión en favor de esa compañía sobre la base de fundamentos jurídicos no impugnados por el fiscal. Del mismo modo, en otro procedimiento administrativo en el que se hallaba incurso otra compañía petrolífera, la Fiscalía General de Argentina emitió un dictamen similar que estableció la no existencia de dolo, la existencia de normas contrapuestas que crearon incertidumbre sobre el ámbito de aplicación de ciertas obligaciones y que, por lo tanto, no existía delito penal cambiario que justificara la prosecución del sumario. Asimismo, la Cámara Nacional de lo Contencioso Administrativo resolvió, mediante sentencia de 30 de abril de 2009, en un procedimiento judicial iniciado por una compañía petrolífera que el porcentaje máximo de libre disponibilidad del 70% de la divisa extranjeras provenientes de la exportación de petróleo y sus derivados estaba en vigor en el 2002, sobre la base de que dicho régimen especial tuvo efecto desde el día siguiente a la publicación del Decreto N° 1638/01 (12 de diciembre de 2001). En este precedente, los recursos interpuestos por el Estado Nacional y el Banco Central han sido rechazados. Por consiguiente, YPF considera que este procedimiento administrativo seguido contra YPF difícilmente pueda prosperar.

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 con volúmenes de 900.000 m³/día, 600.000 m³/día y 175.000 m³/día, respectivamente. YPF no ha recibido respuesta alguna de la Secretaría de Energía. Sin embargo, el 29 de marzo de 2007 un memorándum interno de la Secretaría de Energía concluía, sin resolver la cuestión, que YPF no había desarrollado las reservas necesarias para continuar con los Permisos de Exportación. El expediente se encuentra pendiente de decisión por parte de la Secretaría de Energía. Si está 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 N° 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 N° 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.

Asociación de Superficiarios de la Patagonia (la “ASSUPA”)

En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a 18 empresas, entre las que se encuentra YPF, 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 (370,27 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 N° 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. El 23 de febrero de 2009, el Tribunal Supremo de Argentina emplazó a algunas Provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente (“COFEMA”) para que se presentaran en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros interesados.

Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud

Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a 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 N° 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 reparación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (8,3 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 reparación 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 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 5 millones de pesos (0,9 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.

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. Con fecha 1 de diciembre de 2009, se presentó la prueba informativa oportunamente solicitada, señalando que se encuentran pendientes de resolución los planteamientos efectuados por YPF relacionados con la producción de la prueba.

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 aplicada a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que la sociedad nunca participó del mercado de GLP en la Argentina y 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 (16 millones de euros) para el período 1993/1997 (suma que actualizada ascendería a 292 millones de pesos argentinos (51,2 millones de euros) a lo que habría que agregar un importe indeterminado por el período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

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 30 de septiembre de 2009, YPF Holdings había dotado una provisión por, contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 87 millones de euros. 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 resoluciones 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 podrán ser sustanciales, además de 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 reparación 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 reparación 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 varían desde 0 hasta aproximadamente 2.300 millones de dólares (1.554 millones de euros). Tierra, junto con otras partes involucradas en la problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y establece que una propuesta modificada de reparación será emitida durante el 2010. 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 (54,05 millones de euros), de los que 22 millones de dólares (14,7 millones de euros) han sido abonados en una cuenta “*trust*” para financiar los trabajos. 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 reparación 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 aproximadamente 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas.

A 31 de diciembre de 2008, YPF Holdings ha dotado una provisión en relación con estas cuestiones de Newark, de acuerdo con su mejor estimación y con la información disponible. No obstante, es posible que puedan ordenarse otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisionales, o que se interpongan reclamaciones adicionales. El resultado de estas cuestiones podría suponer que YPF Holdings incurriera en costes significativos adicionales a las cantidades actualmente provisionadas.

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 (13,51 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 19,5 millones de dólares (14 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*el litigio de Hudson County, New Jersey*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de COPR en diversos lugares no incluidos inicialmente en el *consent decree* anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños causados. 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 (3,37 millones de euros) y procederá a la limpieza de 3 lugares con un coste estimado de 2,1 millones de dólares (1,41 millones de euros).

A 31 de diciembre de 2008, YPF Holdings ha dotado una provisión en relación con estas materias, según su mejor estimación, de acuerdo con la información disponible. Sin embargo, es posible que otros factores adicionales, incluido un cambio en los estándares de limpieza del cromo, que actualmente están siendo objeto de revisión en New Jersey, pudieran dar lugar a que YPF Holdings

tuviese que incurrir en costes significativos adicionales a los inicialmente provisionados.

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 desestimada 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 reembolsado 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 pueda tener un impacto sustancial en su situación financiera.

YPF Holdings, incluyendo sus sociedades filiales, es parte en varios litigios, de cuyo resultado no se espera un impacto sustancial adverso en su posición financiera. YPF Holdings ha dotado provisiones por contingencias legales para aquellos casos en los que su pérdida es probable y su importe puede estimarse razonablemente.

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 (424.7 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.

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.

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%.

ARGELIA

En 2004, Repsol YPF (60%) y Gas Natural SDG (40%) resultaron adjudicatarias de un proyecto de gas en Argelia (Gassi Touil). El proyecto incluye la exploración, producción, licuefacción y comercialización de GNL en la zona de Gassi Touil Rhourde Nous-Hamra, situada en la parte oriental de Argelia. La planta de licuefacción de gas natural iba a ser construida en Arzew.

En marzo de 2006, Repsol YPF (48%), Gas Natural (32%) y la petrolera y gasista estatal argelina Sonatrach (20%), como parte del proyecto integrado de GNL de Gassi Touil, firmaron un acuerdo para la creación de una *joint venture*, (*El Andalus*), con el objeto de construir y operar la planta de licuefacción de gas natural en Arzew.

El 13 de agosto de 2007, Sonatrach rescindió unilateralmente el proyecto de Gassi Touil y decidió tomar el control exclusivo del proyecto. Repsol YPF y Gas Natural anunciaron su intención de impugnar la resolución del contrato, así como reclamar los daños y perjuicios por resolución improcedente del contrato ante un organismo de arbitraje internacional, de conformidad con las disposiciones establecidas en el contrato de Gassi Touil.

Sonatrach inició un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando que se declarase adecuada la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamó daños y perjuicios.

Con fecha 27 de noviembre de 2009 se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol YPF, Gas Natural y Sonatrach sobre la resolución del contrato relativo al proyecto integrado Gassi Touil. El Tribunal Arbitral declaró terminado el citado contrato conforme a sus cláusulas, sin obligar a ninguna de las partes a indemnizar a la otra como consecuencia de dicha resolución. El laudo también ordena que Sonatrach compre a las compañías españolas su participación en la sociedad conjunta encargada del proceso de licuefacción del proyecto Gassi Touil y que pague un precio igual a la tesorería actual de dicha sociedad. En cuanto a las inversiones realizadas en el proyecto por Repsol YPF y Gas Natural, el laudo no contempla su restitución, por lo que Repsol YPF dará de baja en sus estados financieros los activos correspondientes, con un impacto neto para el Grupo de aproximadamente 105 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 Agreement* 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. Actualmente continúa la tramitación del procedimiento arbitral respecto a la segunda de las fases anteriormente señaladas.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

Desde el 30 de junio de 2009, fecha de los últimos estados financieros semestrales publicados, no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera o comercial del Grupo Repsol YPF.

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 17—“*Patrimonio neto*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008, así como, dentro del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008, en la letra A. del apartado “*Contenido adicional al informe de gestión*” (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, el capital social de Repsol YPF, S.A. es de 1.220.863.463 euros, dividido en 1.220.863.463 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 31 de mayo de 2005 acordó autorizar al Consejo de Administración, para que, al amparo de lo previsto en el artículo 153.1.b) de la LSA, 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 (aproximadamente, la mitad del capital social).

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 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.

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.

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 YPF, 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 2008

El número de acciones de Repsol YPF, S.A. en circulación durante todo el ejercicio 2008 ha sido de 1.220.863.463 acciones.

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 17—“*Patrimonio neto*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008, así como, dentro del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008, en el apartado “*situación financiera*” y en la letra A. del apartado “*Contenido adicional al informe de gestión*” (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol YPF, S.A. no es titular de acciones propias.

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 YPF, 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*” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008, así como, en el apartado “*Áreas de negocio-YPF*” del informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008 (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con la contenida en el epígrafe 22 del presente Documento de Registro relativa al acuerdo entre Repsol YPF y Petersen Energía, S.A. para la venta de hasta el 25% del capital de YPF.

Al margen de lo indicado en el párrafo anterior, Repsol YPF no ha otorgado ninguna opción de compra o suscripción, que esté vigente sobre las acciones de ninguna de las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF.

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 2º de los Estatutos Sociales, Repsol YPF, 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 YPF, S.A. en el domicilio social de la misma, sito en la calle Paseo de la Castellana 278, Madrid, e igualmente a través de la página *web* de Repsol YPF (www.repsol.com).

Asimismo, la escritura de constitución de Repsol YPF, 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 YPF, S.A. que puede consultarse en la página *web* de Repsol YPF (www.repsol.com) y en la de la CNMV (www.cnmv.es).

El Capítulo Tercero del Reglamento del Consejo contiene el Estatuto Jurídico del Consejero de Repsol YPF, 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, uno de información y activos sociales; oportunidades de negocios; operaciones vinculadas; derecho de asesoramiento e información y régimen retributivo del Consejero.

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 YPF, S.A. requiere la modificación de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A.

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. no establecen condiciones distintas de las contenidas en la LSA 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, 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.

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 en el Boletín Oficial del Registro Mercantil y en uno de los diarios de mayor circulación en la provincia del domicilio social, 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 expresará la fecha y lugar de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que vayan a tratarse incluidos en el Orden del Día. Asimismo, hará constar la fecha en la que, si procediera, se reunirá la Junta General en segunda convocatoria. Entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. El anuncio consignará igualmente el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta General, 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.

Si la Junta General, 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 quince días siguientes a la fecha de la Junta General no celebrada y con 8 días de antelación a la fecha de la reunión.

Una copia del anuncio convocando la Junta General, se insertará en la página *web* de Repsol YPF. Asimismo se enviará una 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.

2. El Consejo deberá convocar Junta General Extraordinaria 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 15 días, 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 incluyendo uno o más puntos en el orden del día. 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 quince días de antelación como mínimo a la fecha establecida para la reunión de la Junta.
4. Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General, Repsol YPF, 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 YPF, 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 YPF, 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.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación, Repsol YPF 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 YPF.

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 YPF, antes de la fecha establecida para la celebración de la Junta, 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 expedidos por Repsol YPF, 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.

2. El voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el Orden del Día de cualquier clase de Junta General, 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.

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 YPF, 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

La información relativa a este epígrafe se recoge en el informe de gestión correspondiente al ejercicio 2008, apartado “Áreas de negocio—Gas Natural SDG y Proceso de compra de Unión Fenosa” así como en la letra H. del apartado “Contenido adicional del informe de gestión” y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

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

Repsol YPF y Petersen Energía, S.A. (“**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 Petersen de 58.603.606 acciones (Clase D) de YPF, representadas por ADSs (*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 euros aplicando un tipo de cambio de 0,79 dólares por 1 euro), de los cuales 1.015 millones de dólares (803 euros aplicando un tipo de cambio de 0,79 dólares por 1 euro) fueron prestados por Repsol YPF a Petersen en virtud de un contrato de crédito subordinado garantizado.

Repsol YPF y Petersen firmaron dos acuerdos adicionales para que en un plazo máximo de 4 años, Petersen pueda ejecutar, en condiciones financieramente equivalentes, 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 de Petersen de 393.313 acciones (Clase D) de YPF, representadas por ADSs (*American Depositary Shares*) y equivalentes al 0,1% de su capital social. El precio de la venta fue de 13 millones de dólares (10 millones de euros). Estas ventas generaron un beneficio consolidado antes de impuestos de 88 millones de euros. (*Ver nota 31-“Desinversiones” de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (Sección II.C).*)

Repsol YPF tiene derecho a nombrar la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de YPF en tanto que mantenga una participación mayoritaria en el capital social de YPF y Petersen tendrá representación en el Consejo de Administración de YPF, cuya composición debe reflejar la estructura accionarial de la misma. No obstante, ciertas decisiones sobre YPF requieren el consenso entre Repsol YPF y Petersen.

Asimismo, Repsol YPF y Petersen contemplaron la posibilidad de que Repsol YPF pueda realizar una oferta pública de venta de acciones (OPV) de YPF en un porcentaje que en ningún caso podría ser inferior al 10% del capital social de YPF.

De acuerdo con lo establecido en el estatuto social de YPF, en relación con accionistas que alcancen o superen una participación del 15% del capital social de YPF, Petersen Energía Inversora, S.L. (PEISA) formalizó una oferta de adquisición de acciones (OPA) sobre el resto del capital social de YPF propiedad de terceros a un precio de US\$ 49,45 por acción o ADS. Repsol YPF, de acuerdo con lo establecido en el contrato de primera opción con Petersen Energía, 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, PEISA adquirió un total de 1.816.879 acciones y ADSs de YPF, representando el 0,462% de su capital social.

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

El 11 de enero de 2000, Repsol YPF 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 YPF 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 YPF y la Caixa tendrán derecho a proponer 5 consejeros cada una. Repsol YPF 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 YPF 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 YPF 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 YPF 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 YPF y la Caixa sean titulares de una participación mínima del 15% en el capital de 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 YPF, S.A. pueden inspeccionarse donde se indica a continuación:

Documento	Domicilio social Repsol YPF	Página web Repsol YPF⁽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
Reglamento Interno de Conducta en el Mercado de Valores.....	Sí	Sí	Sí	No
Informe Anual de Gobierno Corporativo 2008, 2007 y 2006.....	Sí	Sí	Sí	Sí/No ⁽³⁾
Cuentas anuales individuales e informe de gestión correspondiente a los ejercicios 2008 y 2007	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas anuales individuales e informe de gestión correspondiente a los ejercicios 2007 y 2006	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2008 y 2007.....	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2007 y 2006.....	Sí	Sí	Sí	Sí
Información financiera semestral correspondiente al primer semestre del 2009.....	Sí	Sí	Si	No

(1): www.repsol.com.

(2): www.cnmv.es.

(3): El informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2008 figura como anexo del informe de gestión, individual y consolidado, de dicho ejercicio y, en consecuencia, puede consultarse en el Registro mercantil de Madrid, no así el informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2006 y 2007.

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

El epígrafe 7.2 del presente Documento de Registro incluye denominación, localidad, actividad, y porcentaje de participación de Repsol YPF en las principales sociedades del Grupo Repsol YPF. La información financiera sobre su posición financiera, pérdidas o beneficios se recoge, con carácter general, en el Anexo I de las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF correspondientes al ejercicio 2008 (véase el apartado C de la Sección II del presente Documento de Registro). Asimismo, las principales variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Repsol YPF producidas durante el primer semestre de 2009, se recogen en la Nota 2—“*Cambios en la composición del Grupo*” de los estados financieros resumidos consolidados del Grupo Repsol YPF, correspondientes al primer semestre de 2009, que han quedado incorporados por referencia al presente Documento de Registro, según se indica en el epígrafe 3.2.

Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 21 de diciembre de 2009.

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

Fernando Ramírez Mazarredo
Director General Económico Financiero

**C) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO
DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES DEPENDIENTES
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2008.**

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

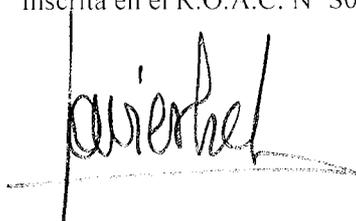
A los Accionistas de
Repsol YPF, S.A.:

1. 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 2008, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la sociedad dominante. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, que requieren el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en las que al 31 de diciembre de 2008 el Grupo participaba en un 30,85%, y cuyos activos y resultado neto a dicha fecha representan un 11,7% y un 12%, 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 los otros auditores.
2. De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores de la sociedad dominante presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias, del estado de ingresos y gastos reconocidos y del estado de flujos de efectivo, además de las cifras consolidadas del ejercicio 2008, las correspondientes al ejercicio anterior (Véase Nota 1). Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008. Con fecha 27 de marzo de 2008 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007, en el que expresamos una opinión sin salvedades.
3. En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de los otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 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 2008 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en los ingresos y gastos consolidados y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con las normas internacionales de información financiera adoptadas por la Unión Europea, que guardan uniformidad con las aplicadas en la preparación de las cifras correspondientes al ejercicio anterior presentadas a efectos comparativos.

4. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2008 contiene las explicaciones que los Administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, 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 concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008. 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. N° S0692

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Javier Ares San Miguel', written over a horizontal line.

Javier Ares San Miguel

27 de febrero de 2009

**CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y
SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL
GRUPO REPSOL YPF (GRUPO CONSOLIDADO)
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2008**

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2008 y al 31 de diciembre de 2007

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2008	31/12/2007
Inmovilizado Intangible:		4.079	4.326
a) Fondo de Comercio	8	2.851	3.308
b) Otro inmovilizado intangible	9	1.228	1.018
Inmovilizado material	10	25.737	23.676
Inversiones inmobiliarias	11	31	34
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	525	537
Activos financieros no corrientes	15	2.466	1.650
Activos por impuesto diferido	25	1.463	1.020
Otros activos no corrientes		276	298
ACTIVO NO CORRIENTE		34.577	31.541
Activos no corrientes mantenidos para la venta	14	1.251	80
Existencias	16	3.584	4.675
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		6.632	8.017
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	15	4.209	5.767
b) Otros deudores	15	2.180	1.993
c) Activos por impuesto corriente		243	257
Otros activos financieros corrientes	15	494	266
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	15	2.891	2.585
ACTIVO CORRIENTE		14.852	15.623
TOTAL ACTIVO		49.429	47.164

Las notas 1 a 41 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 2008 y al 31 de diciembre de 2007

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2008	31/12/2007
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(241)	4
Resultados de ejercicios anteriores		11.427	9.459
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.711	3.188
Dividendo a cuenta		(634)	(610)
FONDOS PROPIOS	17	21.159	19.937
Activos financieros disponibles para la venta		(7)	47
Operaciones de cobertura		(150)	(50)
Diferencias de conversión		(902)	(1.423)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	17	(1.059)	(1.426)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	17	20.100	18.511
INTERESES MINORITARIOS	17	1.170	651
TOTAL PATRIMONIO NETO		21.270	19.162
Subvenciones	22	108	109
Provisiones no corrientes	20-21	2.710	2.565
Pasivos financieros no corrientes:	19	10.315	10.065
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		10.001	9.883
b) Otros pasivos financieros		314	182
Pasivos por impuesto diferido	25	2.554	2.473
Otros pasivos no corrientes	22-23	1.451	1.435
PASIVO NO CORRIENTE		17.138	16.647
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	14	601	-
Provisiones corrientes	20-21	437	286
Pasivos financieros corrientes:	19	1.788	1.501
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		1.742	1.483
b) Otros pasivos financieros		46	18
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.195	9.568
a) Proveedores	24	2.878	4.491
b) Otros acreedores	24	5.027	4.347
c) Pasivos por impuesto corriente		290	730
PASIVO CORRIENTE		11.021	11.355
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		49.429	47.164

Las notas 1 a 41 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 2008 y 2007

	Millones de euros	
	31/12/2008	31/12/2007
	Nota	Importe
Ventas		57.740
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.892
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(274)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		183
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		18
Otros ingresos de explotación		1.416
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	27	60.975
Aprovisionamientos		(40.861)
Gastos de personal		(2.016)
Otros gastos de explotación		(9.789)
Amortización del inmovilizado		(3.091)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(135)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	27	(55.892)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	27	5.083
Ingresos Financieros		294
Gastos financieros		(859)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(19)
Diferencias de cambio		212
RESULTADO FINANCIERO	28	(372)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS		4.711
Impuesto sobre Beneficios	25	(1.940)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	13	66
Resultado procedente de operaciones continuadas		2.837
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		2.837
Resultado atribuido a intereses minoritarios	17	(126)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		2.711
		Importe
BENEFICIO POR ACCIÓN (1)		(euros)
Básico		2,23
Diluido		2,23

(1) El beneficio por acción se ha calculado teniendo en cuenta un número medio de acciones en circulación considerando las acciones en propiedad de la compañía (ver nota 17.1 y 17.4).

Las notas 1 a 41 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 periodos terminados el 31
de diciembre 2008 y 2007

	Millones de euros	
	<u>31/12/2008</u>	<u>31/12/2007</u>
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	2.837	3.355
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(75)	17
Por coberturas de flujos de efectivo	(147)	(23)
Diferencias de conversión	433	(1.302)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	-	-
Efectivo impositivo	204	209
TOTAL	415	(1.099)
TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(27)
Por coberturas de flujos de efectivo	9	29
Diferencias de conversión	8	-
Entidades valoradas por el método de la participación	-	-
Efectivo impositivo	(4)	(4)
TOTAL	12	(2)
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	3.264	2.254
a) Atribuidos a la entidad dominante	3.078	2.131
b) Atribuidos a intereses minoritarios	186	123

Las notas 1 a 41 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 Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2008 y 2007

En millones de euros

	Notas	<u>31/12/2008</u>	<u>31/12/2007</u>
Resultado antes de impuestos y participadas		4.711	5.584
Ajustes de resultado		3.449	2.989
Amortización del inmovilizado		3.091	3.141
Otros ajustes del resultado (netos)		358	(152)
Cambios en el capital corriente		1.187	(582)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(2.648)	(2.279)
Cobros de dividendos		110	179
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(2.399)	(2.157)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(359)	(301)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		6.699	5.712
Pagos por inversiones:	8-11 y 30	(5.586)	(5.373)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(99)	(492)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.914)	(4.573)
Otros activos financieros		(573)	(308)
Cobros por desinversiones:	31	1.045	1.279
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		920	522
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		102	548
Otros activos financieros		23	209
Otros flujos de efectivo		(174)	12
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión		(4.715)	(4.082)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	17	(245)	4
Adquisición		(262)	(110)
Enajenación		17	114
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	19	447	26
Emisión		3.343	4.236
Devolución y amortización		(2.896)	(4.210)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	17	(1.608)	(949)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		(314)	(459)
Pagos de intereses		(623)	(635)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		309	176
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación		(1.720)	(1.378)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		42	(224)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		306	28
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	15	2.585	2.557
Efectivo y equivalentes al final del periodo	15	2.891	2.585
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2008	31/12/2007
(+) Caja y bancos		1.589	684
(+) Otros activos financieros		1.302	1.901
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		2.891	2.585

Las notas 1 a 41 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 2008

INDICE

(1)	BASES DE PRESENTACIÓN	10
(2)	MARCO REGULATORIO	12
(3)	PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN.....	24
(4)	POLÍTICAS CONTABLES.....	27
4.1)	Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes	27
4.2)	Compensación de saldos y transacciones.....	27
4.3)	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	28
4.4)	Fondo de comercio.....	28
4.5)	Otro inmovilizado intangible	29
4.6)	Inmovilizado material	31
4.7)	Inversiones inmobiliarias	36
4.8)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados.....	37
4.9)	Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio	37
4.10)	Activos financieros corrientes y no corrientes	38
4.11)	Existencias	40
4.12)	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	41
4.13)	Beneficio por acción	41
4.14)	Pasivos financieros.....	42
4.15)	Provisiones.....	42
4.16)	Pensiones y obligaciones similares	43
4.17)	Subvenciones	45
4.18)	Ingresos diferidos.....	45

4.19)	Arrendamientos.....	46
4.20)	Impuesto sobre beneficios.....	47
4.21)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	48
4.22)	Operaciones con derivados financieros.....	49
4.23)	Metodología para la estimación del valor recuperable.....	52
4.24)	Nuevos estándares emitidos.....	53
(5)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS	55
5.1)	Riesgo de mercado.....	56
5.2)	Riesgo de Liquidez.....	58
5.3)	Riesgo de Crédito.....	59
(6)	GESTIÓN DEL CAPITAL	62
(7)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES	63
(8)	FONDO DE COMERCIO.....	65
(9)	OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE	67
(10)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	69
(11)	INVERSIONES INMOBILIARIAS.....	70
(12)	PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS	71
(13)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	72
(14)	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y PASIVOS VINCULADOS	74
(15)	ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	75
(16)	EXISTENCIAS.....	80
(17)	PATRIMONIO NETO	80
(18)	DIVIDENDOS	86
(19)	PASIVOS FINANCIEROS	87
(20)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	92
(21)	PROVISIÓN PARA PENSIONES Y OBLIGACIONES SIMILARES.....	93
(22)	SUBVENCIONES Y OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....	94
(23)	DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO.....	95
(24)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	96
(25)	SITUACIÓN FISCAL	96
(26)	NEGOCIOS CONJUNTOS	101
(27)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	102
(28)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	104
(29)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS.....	104
(30)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE	

CONSOLIDACIÓN.....	107
(31) DESINVERSIONES	110
(32) INCENTIVOS A MEDIO Y LARGO PLAZO.....	114
(33) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	115
(34) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....	117
(35) PLANTILLA	123
(36) CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO OPERATIVO	124
(37) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS.....	125
(38) OPERACIONES CON DERIVADOS	139
38.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.....	141
38.2) Coberturas de Flujo de Efectivo.....	144
38.3) Coberturas de Inversión Neta.....	148
38.4) Otras operaciones con derivados.....	150
(39) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....	154
(40) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES.....	159
(41) HECHOS POSTERIORES	159

(1) **BASES DE PRESENTACIÓN**

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 y que 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 refinado, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra los 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. nº 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 es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta a la normativa de la Ley de Sociedades Anónimas de 22 de diciembre de 1989, en especial, a la relativa a las sociedades anónimas cotizadas, cuyas actividades, dentro y fuera de España, se encuentran sujetas a una amplia regulación.

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 International Accounting Standards Board (IASB) así como con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2008. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB; sin embargo estas diferencias no tienen impacto significativo 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 2008, 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.

El formato de presentación de los estados financieros adjuntos ha sido modificado respecto al 2007 en aplicación de los requisitos de presentación y desglose establecidos en la Circular 1/2008, de 30 de enero, de la Comisión Nacional del Mercado Valores española. Dichas modificaciones, si bien no son significativas, han supuesto la incorporación de nuevos epígrafes en los estados financieros y cambios en algunos desgloses de información en las notas a los estados financieros (ver principalmente notas 15, 19 y 33). Adicionalmente se ha incluido por primera vez el estado de ingresos y gastos reconocidos. La información necesaria, en su caso, relativa al ejercicio 2007 ha sido modificada y se presenta a efectos comparativos.

Estas cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2008, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 25 de Febrero de 2009, 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.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los Administradores 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 7 sobre estimaciones y juicios contables.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2007 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de mayo de 2008.

(2) MARCO REGULATORIO

España

General

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, incluido 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..

El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, contiene disposiciones relativas a los mercados energéticos. Entre ellas, son importantes las definiciones de “operador principal” (aquél que tenga una de las 5 mayores cuotas del mercado o sector en cuestión) y de “operador dominante” (la empresa o grupo empresarial que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento en los mercados energéticos respectivos en que opere, a saber, sectores de generación y suministro de energía eléctrica; producción y suministro de carburantes; producción y suministro de GLP;

producción y suministro de gas natural).

La definición de operador principal es importante ya que impone limitaciones en el ejercicio de derechos de voto y de nombramiento de miembros de los órganos de administración, a las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en los sectores antes referidos.

En relación con los “operadores dominantes”, la Ley, hasta la fecha, no ha establecido limitaciones en relación con la industria del petróleo. Ser definido como “operador dominante” sólo implica algunas limitaciones y ciertas responsabilidades adicionales en el sector eléctrico.

De conformidad con la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), 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, deberían ser notificadas a la Administración para que el Consejo de Ministros, en el plazo de dos meses, autorice, deniegue o condicione el ejercicio de los derechos políticos (la llamada “*golden share energética*”). La Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud del artículo 56 CE, al mantener en vigor medidas como la “*golden share energética*” que limitan los derechos de voto correspondientes a las acciones poseídas por entidades públicas en las empresas españolas que operen en el sector energético.

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. Otras actividades se encuentran liberalizadas.

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 por ciento 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 por ciento.

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.

El sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, 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 de los gases licuados del petróleo como carburante, está actualizado mediante Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio. El Gobierno español, mediante Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, suspendió temporalmente para el cuarto trimestre de 2008, la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo manteniendo para dicho trimestre el precio máximo fijado para el trimestre anterior.

La comercialización al por menor de gases licuados del petróleo envasados 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. La propia Directiva incluye la figura del suministrador de último recurso, que tendrá 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. La Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, regula la tarifa del suministro de último recurso de gas natural y determina su cálculo.

Las actividades de los diferentes sujetos que intervienen en el sistema gasista son objeto de una redefinición, estableciéndose una separación legal y funcional entre las denominadas “actividades de red (transporte, distribución, regasificación o almacenamiento), de una parte, de las actividades de producción y suministro, de otra. Adicionalmente, la nueva Ley elimina la posible competencia entre los distribuidores y los comercializadores en el sector del suministro con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de la tarifa de último recurso.

La regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución tienen el carácter de actividades reguladas. Las sociedades que desarrollen alguna o algunas de estas actividades no podrán desarrollar actividades de comercialización. El Real Decreto 949/2001 estableció los principios y criterios para la retribución de las actividades reguladas.

La actividad de comercialización se desarrolla en régimen de libre competencia. Las sociedades que desarrollen actividades de comercialización de gas natural no podrán tener otro objeto en el sector del gas ni desarrollar actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte o distribución.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores, cualquiera que sea su nivel de consumo tienen la consideración de consumidores cualificados y pueden escoger entre suministrarse de gas natural por los distribuidores en el mercado regulado o suministrarse por los comercializadores en el mercado liberalizado.

Requiere autorización administrativa previa, la construcción, explotación,

modificación, y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte.

El gestor técnico del sistema es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario y garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. ENAGAS S.A. es el gestor técnico del sistema. De conformidad con la Ley 62/2003 ninguna sociedad puede poseer, directa o indirectamente, más del 5 por ciento del capital social de ENAGAS S.A.

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 por ciento 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). Dicho Real Decreto incrementa el número de días de existencias mínimas de seguridad que pasa de 90 a 92 días obligatorios a partir del 1 de enero de 2010.

El órgano competente de la Administración designado para la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación es la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES),

Argentina

Exploración y Producción

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 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 N° 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 y 50 concesiones de explotación. 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, el transporte, almacenaje, 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 la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se hayan otorgado a otras empresas con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto N° 546/2003, ley N° 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 N° 26.154 se creó un régimen promocional para la exploración y explotación de hidrocarburos aplicable en todas las provincias que conforman la República Argentina que se adhieran al mismo, y en la Plataforma Continental Argentina. 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 N° 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 24.076, estableciendo el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de 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.

La exportación de gas natural requiere la previa aprobación de la Secretaría de Energía.

Refino

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino, como 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.

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 un período en el cual el poder ejecutivo estime que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna.

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el “Programa”) aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaria de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada.. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las “Restricciones”).

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 ha incrementado 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 N° 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.

En octubre de 2008 la Resolución N° 1070/08 de la Secretaría de Energía ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de gas natural” cuyo plazo de vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2009. YPF firmó el Acuerdo cuyo objetivo es: (i) la reestructuración de precios de gas natural en boca de pozo; (ii) la segmentación de la demanda residencial y (iii) el establecimiento del aporte del sector de productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley 26.020 con el fin de promover a que el precio de las bombonas de GLP para uso domiciliario de diez, doce y quince kilogramos se oferten a un precio diferencial menor para aquellos consumidores residenciales de GLP de bajos recursos.

Mediante Resolución Nro. SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". El gas natural producido bajo este programa Gas Plus no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y cuyo valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011.

La Ley N° 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.

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 de Energía y Petróleo aprobó la constitución de la empresa mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó la constitución de la empresa mixta Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA. En Marzo de 2007 se otorgó la licencia de gas.

Bolivia

Con fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad 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.

Como consecuencia de lo anterior, Empresa Petrolera Andina, S.A. suscribió con YPFB un Contrato de Compraventa de Acciones, así como el correspondiente Acuerdo de Accionistas, en virtud del cual se efectuó la transferencia a favor de YPFB del 1,08% del Capital Social de Empresa Petrolera Andina, S.A., sociedad que ha cambiado su denominación social a YPFB Andina, S.A.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos No. 3058 del 19 de mayo de 2005 y del Decreto de Nacionalización, en fecha 28 de octubre de 2006, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. y su filial Empresa Petrolera Andina, S.A., ahora YPFB Andina S.A., 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 relación a estos contratos, en fecha 9 de abril de 2008, mediante Decreto Supremo 29504, se establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento, aprobación y publicación por parte de YPFB de los Costos Recuperables en el marco de los Contratos de Operación suscritos entre las empresas petroleras y YPFB. Este Decreto se efectuó en virtud de lo establecido en la Ley No. 3740 de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos.

Por otra parte, mediante el Decreto Supremo 29528 del 23 de abril de 2008, se efectúan modificaciones al Decreto Supremo 28222 del 27 de junio de 2005, que es el que aprueba el Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al Tesoro General de la Nación por la producción de hidrocarburos, y al Decreto Supremo 28223 del 27 de junio de 2005, que es el que aprueba el Reglamento para la Liquidación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, ambos reglamentos fueron modificados con la finalidad de adecuarlos a los Contratos de Operación suscritos entre las empresas petroleras y YPFB.

A la fecha de elaboración de estas cuentas anuales se mantienen algunos temas pendientes de resolución relacionados con los Contratos de Operación así como el cumplimiento de obligaciones anteriores a los mismos que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes destacan el proceso de liquidación y conciliación de cuentas con YPFB así como la formalización del medio de pago del IVA de la Retribución del Titular el cual, en diciembre de 2008, fue reconocido y pagado por YPFB mediante Notas de Crédito Fiscal (títulos valores negociables). En la actualidad Repsol YPF, al igual otros Titulares, se encuentra en las negociaciones con YPFB respecto a los Acuerdos de Entrega, y Procedimientos de Pago, que se encuentran en un borrador final y, que complementarán el marco contractual del Contrato de Operación en lo que concierne al pago de la Retribución del Titular y las entregas de hidrocarburos a YPFB.

Periodo Transitorio

El periodo transitorio, hasta que YPFB suscriba nuevos contratos de transporte y comercialización, iniciado en fecha 13 de mayo de 2007 fue ampliado en diversas oportunidades y finalmente el Decreto Supremo 29709 amplía dicho período hasta el 30 de noviembre de 2008, estableciendo además que en caso de que hasta la fecha antes mencionada no se suscribieran con YPFB los contratos de transporte y comercialización de gas natural e hidrocarburos líquidos, a partir del 1 de diciembre de 2008, YPFB aplicará las condiciones pactadas en los contratos ya suscritos con empresas similares. Cabe mencionar que YPFB ha suscrito los contratos de transporte de Gas Natural y de hidrocarburos líquidos con la empresa transportadora Transredes S.A., ante lo cual Repsol YPF E&P Bolivia S.A. suscribió con Transredes S.A., actualmente denominada YPFB Transporte S.A., el Contrato de Terminación de los Contratos de transporte de gas natural correspondientes. A la fecha se están negociando con la mencionada empresa transportadora los Contratos de Terminación de los Contratos de Transporte de Hidrocarburos Líquidos.

Ecuador

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley No. 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de todos los contratos de participación en 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 N° 662, del 4 de octubre de 2007, que modifica el Decreto Ejecutivo 1.672, incrementa la citada participación del Estado sobre los mencionados excedentes del precio del petróleo crudo hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16 (Repsol YPF Ecuador S.A., Murphy Ecuador Oil Co., CRS Resources (Ecuador) LDC, y Overseas Petroleum and Investment Corporation), disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación. El importe total pagado por el consorcio contratista bajo protesta, hasta el mes de marzo de 2008, con relación a la aplicación de la Ley 2006-42, fue de 591,5 millones de dólares (425 millones de euros), importe por el que Repsol y los demás miembros del consorcio contratista reclaman compensación a Petroecuador y el Gobierno de Ecuador ante el CIADI. La participación de Repsol YPF en el consorcio del Bloque 16 es del 35%.

Los Decretos 1402 y 1448 del 5 de noviembre del 2008 y 3 de diciembre de 2008, respectivamente, y la ley 42 del 29 de marzo de 2006, publicada en el registro Oficial el 25 de abril del 2006, disminuyen la citada participación del Estado sobre los referidos “excedentes de precio del petróleo crudo” hasta el 70 %, pero únicamente con aplicación para aquellos Contratos de Participación con el Estado para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos –o sus modificatorias- que se firmen a partir del 1° de Agosto de 2008. Al 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, no ha suscrito contrato de participación ni modificatoria de fecha posterior al 1 de Agosto de 2008. No obstante, el 6 de noviembre de 2008 Repsol y la mayoría de socios del Bloque 16 han firmando con el Gobierno ecuatoriano y Petroecuador un acta para la

modificación del mencionado Contrato de Participación. Petroecuador ha reclamado ejecutoriamente al consorcio contratista el importe de la participación sobre ganancias extraordinarias todavía no pagadas, habiendo solicitado Repsol al CIADI como medida preventiva en el arbitraje antes citado la paralización de tales actuaciones.

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.

En opinión de los Administradores, las cuentas anuales adjuntas recogen, a la fecha de su formulación, todos los hechos y efectos significativos de la situación económica y regulatoria vigente en los países donde el Grupo desarrolla sus actividades. Asimismo, y de acuerdo con la evolución que razonablemente se espera que tenga lugar de los aspectos señalados anteriormente, los Administradores manifiestan que, en su entendimiento, no es probable que se puedan adoptar medidas o que ocurran hechos que pudieran tener un impacto adverso significativo sobre las operaciones del Grupo.

(3) PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN

- 3.1) Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus 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

propiedad, 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 de forma detallada 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”, de las Cuentas de Resultados 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 Resultados consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

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.

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 que representa la participación de Repsol YPF en el capital de aquellas. 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 en base a normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 4.3 de la nota 4), 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 medio acumulado del período en el que se produjeron.
- 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, las diferencias de cambio diferidas 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.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2008 y 2007 han sido:

	31 de diciembre de 2008		31 de diciembre de 2007	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar	1,392	1,471	1,472	1,370
Peso argentino	4,778	4,615	4,606	4,244
Real brasileño	3,252	2,675	2,608	2,664

3.2) Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2008 y 2007.

(4) POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables seguidas por Repsol YPF en la elaboración de las cuentas anuales consolidadas, son las siguientes:

4.1) Clasificación de los activos y 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.

4.2) 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 sea un reflejo del fondo de la transacción.

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.

4.3) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

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.

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, excepto por lo descrito en el párrafo siguiente, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen.

4.4) 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 neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición (ver nota 8).

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, ésta 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, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3, se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas de valor

acumuladas (ver nota 4.9).

4.5) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión descritos en el apartado f) de este epígrafe. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a) Marcas u otro inmovilizado intangible de naturaleza similar

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.

b) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra los gastos de investigación en los que incurre como gastos del ejercicio. Los gastos de desarrollo se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia.

c) Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Dentro de este epígrafe se incluyen:

- i. Los costes correspondientes a los contratos de compra del derecho a la gestión de estaciones de servicio y los de derechos de usufructo y de superficie relacionados con este mismo tipo de activos. Dichos costes se amortizan en el período al que se refiere cada contrato, que varía entre 9 y 50 años.
- ii. Los derechos exclusivos de uso de gasoductos de transporte. Dichos derechos se amortizan durante el período de vigencia del derecho, que en

la actualidad es de 25 años.

d) Costes de abanderamiento e Imagen

Recoge el coste correspondiente a los contratos de abanderamiento de estaciones de servicio propiedad de terceros, que se amortiza linealmente en el período correspondiente al plazo de vinculación de cada contrato.

e) Contratos de suministro en exclusiva

Recoge los costes derivados de los contratos de suministro en exclusiva a estaciones de servicio, distribuidores y consumidores directos, que se amortizan linealmente en el período de vinculación de cada contrato (actualmente con una vida media de 5 años).

f) 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 va imputando a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO₂ 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 que son entregados, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver nota 4.9). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

A medida que se van realizando las emisiones a la atmósfera el Grupo 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 CO₂ emitidas, valoradas, (i) por su valor en libros, (ii) o por el precio de cotización al cierre en el caso de que no se disponga de los mismos al cierre del ejercicio.

En el ejercicio 2008 el gasto neto en la cuenta de resultados del Grupo por las operaciones relacionadas con los derechos de emisión ascendió a 16 millones de euros mientras que en el ejercicio 2007 fue inferior a un millón de euros.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ 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.

g) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen concesiones administrativas y otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial. Dichos conceptos se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil de los mismos. En el caso de las concesiones administrativas, la amortización se realiza en el período de la concesión y en el resto de activos en un período entre 3 y 20 años.

4.6) Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo de 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 o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del coste del activo correspondiente en el periodo en el que se producen.

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 listos para su uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados efectivamente en 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.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones del Grupo Repsol YPF 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 nota 4.6.c), así como el coste de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 4.19.a).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 4.6.c), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución del coste de adquisición de los activos minorado por el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	30-50

Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-15
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	5-25

La amortización de los activos comienza cuando los activos 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 adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan a su precio de compra y se registran en el epígrafe “Otros costes de exploración”. En caso de que no se encuentren reservas, los importes previamente 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” por su valor neto contable en el

momento que así se determine. 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.).

- iii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas 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.
- iv. 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”.

- v. 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 desarrollos secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- vi. 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 “Provisiones no corrientes”.

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 año 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 analizadas, al menos anualmente, o anteriormente si existiera un indicio de que éstas podrían haberse devaluado y, de producirse un deterioro, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio dotando la correspondiente pérdida por deterioro del valor.
- 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

año 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 nota 4.9) 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” u “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver notas 4.9, 10, 12 y 27).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndolo 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 por el Grupo, de acuerdo con criterios técnicos 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.

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 4.6.a a 4.6.c.

4.7) 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 y no están destinados para uso propio. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver nota 4.6.a-b).

4.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recupera 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 se presentan valorados por el menor importe entre el valor en libros y el valor razonable menos el coste de venta.

En el pasivo del balance, en 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.

4.9) 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, 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 en la medida en que generen flujos de efectivo que sean independientes de otras unidades.

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 de 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.

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 enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en ejercicios posteriores.

4.10) 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 clasificados 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 con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo provee dinero, bienes o servicios directamente a un deudor sin intención de negociar la cuenta a cobrar.
- 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 nota 4.22). En el caso de un activo financiero que no se contabilice al valor razonable con cambios en resultados se incluirán adicionalmente los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “préstamos y cuentas a cobrar”, las “inversiones mantenidas al vencimiento” y ciertas inversiones en acciones de sociedades, serán valorados a sus valores razonables. 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. 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 netos del período.

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 es la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva y se reconoce como gasto en la cuenta de resultados. 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 siempre que no de lugar a un importe en libros del activo financiero que exceda al que figuraba previamente al registro de dicha pérdida. 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.

4.11) 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 rebaja 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 rebajar 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 existencias no representan un volumen significativo de las operaciones del Grupo (ver nota 16).

4.12) 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.

4.13) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado 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 en patrimonio propias. (Ver notas 17.1 y 17.4).

4.14) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Dado que el Grupo no tiene pasivos financieros mantenidos para su negociación, salvo los instrumentos financieros derivados, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a coste amortizado. 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, cuyas condiciones 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.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

4.15) Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa, 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

liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos.

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, sino que se informa sobre los mismos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 (ver nota 37).

4.16) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes 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 existe también un plan de pensiones de aportación definida para los empleados de sus principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el Grupo Gas Natural tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual de estos planes se registra en la línea "Gastos de personal" de la cuenta de resultados.

- b) Plan de Previsión de directivos. Plan mixto de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada.

Como parte de la estrategia de transformación del sistema de compensación de los directivos del Grupo Repsol YPF, con efectos 1 de enero de 2006 se implantó un nuevo sistema de previsión social denominado “Plan de Previsión” que, en el caso de los directivos que se adhirieron al mismo, extinguió, sustituyó y absorbió al anterior “Premio de Permanencia”. Consiste en un plan mixto con aportaciones definidas de ahorro a la jubilación, complementario del plan de pensiones de empleo, que incluye una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior, y está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones.

Este sistema tiene como objetivo recompensar la permanencia y disponibilidad de los directivos de Repsol YPF, así como la no concurrencia con sus actividades en los dos años siguientes a su jubilación.

El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en los siguientes casos: (i) jubilación ordinaria (65 años de edad), (ii) jubilación anticipada (desde los 60 años de edad), (iii) fallecimiento, (iv) incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, o (v) enfermedad grave o desempleo de larga duración una vez que haya cesado la relación laboral y mantenga sus derechos en el plan.

Igualmente el partícipe tendrá derecho sobre el saldo del plan, a la fecha de su cese, en los casos de extinción de la relación laboral por cualquiera de los supuestos indemnizables. Para tener derecho sobre el plan, el partícipe debe cumplir con el pacto de no competencia con sus actividades en los dos años posteriores a la extinción de la relación laboral.

El coste anual de estos planes se registra en la línea de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

- c) 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”.

4.17) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos, que se valoran por el importe concedido o valor nominal o por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

Estas subvenciones se imputan linealmente a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros de Repsol YPF 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 en virtud de gastos o pérdidas pasadas y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

4.18) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, a los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como a los importes

netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas y ramales. 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 derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito. (Ver nota 4.5.f)

4.19) Arrendamientos

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.

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 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 con criterios similares a los aplicados al resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea más corto, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

Los gastos financieros derivados de la actualización financiera del pasivo registrado se cargan en la línea “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 ingresos o gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la línea “Otros ingresos de explotación” u “Otros gastos de explotación” de la cuenta de resultados según se incurren.

4.20) 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 subsidiarias, 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 beneficio 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 25).

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 beneficio.

4.21) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se calculan al 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, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, Repsol YPF entra en 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. Asimismo, el Grupo tampoco registra como ventas del ejercicio aquellas transacciones en las que las cláusulas de los contratos firmados implican que no se transfiere al comprador los riesgos inherentes de la propiedad.

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 todos los países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y otros de naturaleza análoga en relación con la producción y/o venta de hidrocarburos. Este hecho ha supuesto en las cuentas de resultados consolidadas de los ejercicios anuales 2008 y 2007 un mayor gasto por importe de 6.881 y 6.969 millones de euros respectivamente, registrado en el epígrafe “Aprovisionamientos”, y un mayor ingreso de similar importe registrado en el epígrafe “Ventas” de la cuenta de resultados adjunta.

Las transacciones entre empresas del Grupo Repsol YPF y entre 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.

4.22) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrirse de 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 al resto de 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.

Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 38.

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.

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 (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.

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 son llevados 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 la línea “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos. Cuando la operación en el extranjero es vendida o se dispone de la misma de cualquier otra forma, las ganancias y pérdidas acumuladas en patrimonio neto son incluidas en la cuenta de resultados.

El Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y 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 si los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado 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. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas

acumulados netos reconocidos en el patrimonio se transfieren al resultado del período.

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.

4.23) 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 de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado.

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, para las reservas probadas, 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 o desinversión, acordes con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años y en los años siguientes se incluye una entrada de fondos igual a la renta perpetua del resultado de las operaciones obtenido en el último año.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando un 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 2008 y 2007 para los distintos negocios se ha situado en los siguientes rangos:

	2008	2007
E&P	7,8% - 19,3%	7,5% - 14,2%
R&M	5,8% - 16,6%	5,1% - 14,9%

4.24) Nuevos estándares emitidos

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las siguientes son las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, que habían sido publicadas por el IASB pero no habían entrado aún en vigor, bien porque su fecha de efectividad es posterior a la fecha de estas cuentas anuales consolidadas, o bien porque no han sido aún adoptadas por la Unión Europea:

Norma	Descripción	Aplicación Obligatoria Ejercicios Anuales Iniciados a partir de
Normas y modificaciones de normas:		
NIIF 8	Segmentos operativos	1 de enero de 2009
Revisión de NIC 23	Costes por intereses	1 de enero de 2009
Revisión de NIC 1	Presentación de Estados Financieros	1 de enero de 2009
Revisión de NIIF 3 (1)	Combinaciones de negocios	1 de julio de 2009
Modificación de NIC 27 (1)	Estados financieros consolidados y separados	1 de julio de 2009
Modificación de NIIF 2	Condiciones para la irrevocabilidad (o consolidación) de la concesión y cancelaciones	1 de enero de 2009
Modificación de NIC 32 y NIC 1	Instrumentos financieros con opción de venta a valor razonable y obligaciones que surgen en la liquidación	1 de enero de 2009
Modificación de NIIF 1 y NIC 27	El coste de la inversión en una dependiente, entidad controlada de forma conjunta o asociada	1 de enero de 2009
Modificación de NIC 39 (1)	Elementos susceptibles de ser cubiertos	1 de julio de 2009
Mejoras a las NIIF	Mejoras a las NIIF	1 de enero de 2009 (2)
Revisión de NIIF 1 (1)	Adopción por primera vez de las NIIF	1 de julio de 2009
Interpretaciones:		
CINIIF 12 (3)	Acuerdos para la concesión de servicios	1 de enero de 2008
CINIIF 13	Programas de fidelización de clientes	1 de julio de 2008
CINIIF 15 (1)	Acuerdos para la venta de bienes inmuebles	1 de enero de 2009
CINIIF 16 (1)	Coberturas de inversión neta de una operación en el extranjero	1 de octubre de 2008
CINIIF 17 (1)	Distribución de activos no	1 de julio de 2009

	monetarios a los accionistas	
CINIIF 18 (1)	Transferencia de activos por parte de los clientes	1 de julio de 2009 (4)

- (1) Normas e Interpretaciones no adoptadas por la Unión Europea a la fecha de formulación de estas cuentas anuales.
- (2) La modificación a la NIIF 5 aplica prospectivamente para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.
- (3) A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales esta interpretación ha entrado en vigor, si bien no ha sido adoptada por la Unión Europea. El Grupo estima que la futura aplicación de esta interpretación no tendrá un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.
- (4) Esta interpretación aplica a las transferencias de activos recibidas a partir del 1 de julio de 2009.

Para aquellas Normas e Interpretaciones adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado en vigor a la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales consolidadas el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente. Se está evaluando el impacto que dichas Normas tendrán en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo.

En el presente ejercicio, el Grupo ha adoptado la modificación a la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y valoración” y la modificación a la NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar”, Estas modificaciones han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea en el ejercicio 2008 y son efectivas desde el 1 de julio de 2008. La adopción de estas modificaciones de Normas, no ha tenido impacto en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo.

Por otra parte, dos Interpretaciones son también efectivas por primera vez en este ejercicio: CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con acciones propias y del Grupo” y CINIIF 14 “NIC 19 – Medición de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción”. La adopción de estas Interpretaciones no ha tenido impacto en los Estados Financieros consolidados del Grupo.

(5) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos asociados a los instrumentos financieros a los que está expuesto el Grupo. A continuación se desglosa información relativa a los mismos requerida por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

La Dirección General Económico Financiera es responsable de la gestión del riesgo de liquidez, así como del control, coordinación y seguimiento del riesgo de mercado y de crédito de todo el grupo. Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

5.1 Riesgo de Mercado

5.2 Riesgo de Liquidez

5.3 Riesgo de Crédito

5.1) 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:

- **Riesgo de tipo de cambio:** los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio del dólar frente al euro y de otras monedas de los países en los que operamos. Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio.
- **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 ocasionalmente 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 coberturas a efectos de su reconocimiento contable.
- **Riesgo de tipo de interés:** el valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo pueden verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés. Repsol YPF contrata ocasionalmente 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.

En la Nota 38 se describen los instrumentos financieros de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2008 y 2007.

Medición

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.

Cuantificación del Riesgo de Mercado y Análisis de Sensibilidad

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, la financiación recibida neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar (ver notas 15 y 19) e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras, a tipo fijo eran 4.902 y 5.487 millones de euros, respectivamente. Estos importes corresponden al 69% y 76%, respectivamente, del total.

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, la financiación neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras en dólares, fue de 4.972 y 4.800 millones de euros respectivamente. Estos importes corresponden al 70% y 67%, respectivamente, del total. Los importes en otras divisas distintas del euro y del dólar fueron de 292 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y de 172 millones de euros a 31 de diciembre de 2007. En ambos casos, el importe corresponde, aproximadamente, a un 4% y un 2% del total en 2008 y 2007, respectivamente.

A continuación se describen la sensibilidad del resultado y del patrimonio por su efecto en los epígrafes que constituyen los “ajustes por cambios de valor” frente a las variaciones de los principales riesgos de mercado provocada por los instrumentos financieros, de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*. Las estimaciones indicadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables: los incrementos y decrementos de los factores de riesgo en la misma cuantía provocan un impacto similar y de signo opuesto. El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico.

- a) Riesgo de divisa: Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, bien directamente o a través de instrumentos derivados de tipo de cambio. Igualmente, mantiene cuentas a pagar y a cobrar en divisas como consecuencia de sus operaciones comerciales. Una apreciación del euro frente al dólar de un 5%, supondría, por su efecto en los instrumentos financieros descritos, una disminución aproximada del

resultado neto de 2 millones de euros en 2008 y un incremento de 57 millones de euros en 2007, respectivamente, así como un incremento aproximado de los “Ajustes por cambios de valor” de 299 millones de euros en 2008 y 67 millones de euros en 2007, respectivamente. Las exposiciones al riesgo de otras divisas no son relevantes para el grupo.

- b) Riesgo de precio de commodities: a 31 de diciembre de 2008 y 2007, un aumento del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos supondría, por el efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, una disminución aproximada en el resultado neto de 27 y 24 millones de euros, respectivamente.
- c) Riesgo de tipo de interés: a 31 de diciembre de 2008 y 2007, un aumento de 0,5 puntos porcentuales en los tipos de interés de todos los plazos de los instrumentos financieros supondría una reducción del resultado neto por importe aproximado de 4 millones de euros en 2008 y un incremento de 22 millones de euros en 2007, así como un incremento de los “Ajustes por cambio de valor” por importe aproximado de 25 y 12 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente.

5.2) 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 una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.916 y 4.132 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

31 de diciembre de 2008	Fecha Vencimiento						Total
	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	Siguientes	
	Millones de euros						
Proveedores	2.878	-	-	-	-	-	2.878
Otros acreedores	5.027	-	-	-	-	-	5.027
Préstamos y otras deudas financieras (1)	1.913	2.405	502	1.111	1.246	2.434	9.611
Acciones preferentes (1) (2)	132	129	3.114	39	39	521	3.974
Derivados (1)	(27)	(93)	(29)	(1)	3	(88)	(235)

31 de diciembre de 2007	Fecha Vencimiento						Total
	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	Siguientes	
	Millones de euros						
Proveedores	4.491	-	-	-	-	-	4.491
Otros acreedores	4.347	-	-	-	-	-	4.347
Préstamos y otras deudas financieras (1)	1.714	782	2.224	407	1.113	3.785	10.025
Acciones preferentes(1) (2)	180	180	180	3.156	37	492	4.225
Derivados (1)	58	20	23	19	18	178	316

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”.
- (2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor (ver detalles en la Nota 19). Sin embargo, la emisión de acciones preferentes en dólares (por un nominal de 725 millones de dólares) son cancelables desde el año 2002; las cifras indicadas en las tablas suponen que se cancelan con posterioridad a 2013; de forma que en el periodo “Siguientes” se incluye únicamente su nominal. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

5.3) 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.

Exposición máxima

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 5.758 y 7.103 millones de euros, respectivamente a 31 de diciembre de 2008 y 2007. Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los 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 15 sobre activos financieros se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2008 y 2007. 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 2008 y 2007:

Exposición máxima	Millones de euros	
	2008	2007
- Deudas comerciales	6.088	7.453
- Derivados	403	757
- Efectivo y Equivalente al efectivo	2.891	2.585

El riesgo de crédito de los fondos líquidos e instrumentos financieros derivados es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias a las que las agencias de calificación internacionales han asignado altas calificaciones. 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, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar.

Política de garantías

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.

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.460 millones de euros. A 31 de diciembre de 2007, esta cifra se situó en 1.949 millones de euros. De este importe, las deudas comerciales a 31 de diciembre de 2008 y 2007 están cubiertas con garantías por un importe de 701 y 792 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2008, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 10 millones de euros. En 2007 esta cifra se situó en 19 millones de euros.

Activos financieros en mora no deteriorados

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda vencida no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2008	2007
- Deuda no vencida	5.112	5.934
- Deuda vencida 0-30 días	408	538
- Deuda vencida 31-180 días	200	454
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	38	177
Total	5.758	7.103

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 15.

(6) GESTIÓN DEL CAPITAL

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura de capital objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista.

La cuantificación de la estructura de capital objetivo se establece como relación entre la financiación neta y el patrimonio neto, de acuerdo al ratio:

$$\frac{\text{Financiación Neta}}{\text{Financiación Neta + Patrimonio Neto.}}$$

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- La financiación neta incluye la deuda financiera neta y las acciones preferentes.
- Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. Por ello, este ratio refleja con mayor fidelidad la solvencia del grupo, utilizando el concepto de deuda neta, y no de deuda bruta, y por lo tanto, se deducen de ésta las inversiones financieras.
- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración dentro del concepto financiación neta, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda.

La financiación neta incluye los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Pasivos financieros no corrientes	10.315	10.065
Menos Acciones Preferentes (ver nota 19)	(3.524)	(3.418)
Pasivos financieros corrientes	1.788	1.501
Activos financieros no corrientes	(2.466)	(1.650)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 15)	881	138
Otros activos financieros corrientes	(494)	(266)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.891)	(2.585)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 38)	(275)	(292)
Deuda financiera neta	3.334	3.493
Acciones Preferentes (nota 19)	3.524	3.418
Financiación neta (*)	6.858	6.911

(*) Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2008 y 2007, se recogen 721 y 632 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 31 y 61 millones de euros en el epígrafe “Otros acreedores” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La evolución y el análisis de este ratio se realiza de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro del mismo como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del grupo Repsol YPF. A 31 de diciembre de 2008 y 2007, este ratio se ha situado en el 24,4% y el 26,5%, respectivamente.

(7) 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 y (iv) test de recuperación de activos (ver nota 4.9) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 4.22)

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 10 y 12).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Comission*).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias 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 37).

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.

(8) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
YPF, S.A.	1.730	1.927
Gas Natural SDG, S.A.	321	321
Refap, S.A.	0	254
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Empresas Lipigas, S.A.	66	80
EESS de Repsol Comercial P.P.	96	93
Buenergía Gas & Power, Ltd.	38	36
Grupo Dersa	29	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Nettis	24	24
Grupo Generación México	27	26
Otras compañías	220	218
Saldo al cierre del ejercicio	<u>2.851</u>	<u>3.308</u>

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Saldo al inicio del ejercicio	3.308	3.422
Adquisiciones	-	41
Variaciones del perímetro de consolidación.....	(2)	-
Desinversiones	(292)	(1)
Diferencias de conversión	73	(229)
Saneamientos	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(236)	75
Saldo al cierre del ejercicio	<u>2.851</u>	<u>3.308</u>

La desinversión registrada en el ejercicio 2008 corresponde al fondo de comercio dado de baja como consecuencia de la venta del 15% de la participación en YPF (ver nota 31).

Adicionalmente en el ejercicio 2008 se ha producido una reducción en este epígrafe como consecuencia de la clasificación en este ejercicio de la participación del grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A. como activo no corriente mantenido para la venta (ver nota 14).

Las principales adquisiciones de 2007 fueron el Grupo Generación México (ver nota 30), por la que se adquirió un fondo de comercio que asciende a 26 millones de euros, y la de participaciones adicionales en sociedades del Grupo Gas Natural (principalmente Gas

Natural Argentina SDG, S.A., Invergas, S.A. Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A.) por las que se ha generado un fondo de comercio de 11 millones de euros.

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Fondo de comercio bruto	2.863	3.320
Pérdidas de valor acumuladas	(12)	(12)
Fondo de comercio neto	<u>2.851</u>	<u>3.308</u>

Durante los años 2008 y 2007 no se registraron saneamientos en el fondo de comercio.

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Upstream	86	81
Downstream	550	816
YPF	1.730	1.927
Upstream	1.181	1.316
Downstream	549	611
Gas Natural	485	484
TOTAL	<u>2.851</u>	<u>3.308</u>

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente posibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo superen los importes recuperables a 31 de diciembre de 2008 y 2007.

En el caso de Argentina, para determinar los valores razonables en el negocio de Downstream, se ha tenido en cuenta un escenario que conlleva recuperar progresivamente durante los próximos años una situación económica similar a la existente con anterioridad al cambio de la convertibilidad del peso respecto al dólar. En todo caso, el negocio de Downstream de YPF en Argentina tiene un alto grado de integración con el negocio de Upstream de dicha compañía.

(9) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2008 y 2007 son los siguientes:

	Millones de euros					
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Derechos Emisión	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Otro inmovilizado	Total
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2007	690	260	216	165	921	2.252
Inversiones (1)	9	2	10	18	106	145
Retiros o bajas	(15)	(5)	(13)	(2)	(18)	(53)
Diferencias de conversión	(28)	-	(5)	-	(16)	(49)
Variación del perímetro de consolidación	(27)	-	-	-	(12)	(39)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	42	(190)	23	(16)	(53)	(194)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	671	67	231	165	928	2.062
Inversiones (1)	3	44	7	18	98	170
Retiros o bajas	(12)	(18)	(18)	(1)	(28)	(77)
Diferencias de conversión	14	-	2	-	(22)	(6)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	(11)	-	(12)	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	-	222	(1)	(4)	24	241
Saldo a 31 de diciembre de 2008	676	315	210	178	988	2.367
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2007	(254)	(181)	(165)	(134)	(363)	(1.096)
Amortizaciones	(31)	-	(16)	(7)	(65)	(119)
Retiros o bajas	9	3	12	2	6	32
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(10)	(67)	-	-	-	(77)
Diferencias de conversión	12	-	3	-	8	23
Variación del perímetro de consolidación	8	-	-	-	9	17
Reclasificaciones y otros movimientos	29	181	(4)	6	(35)	177
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(237)	(64)	(170)	(133)	(440)	(1.043)
Amortizaciones	(27)	-	(15)	(6)	(69)	(117)
Retiros o bajas	8	-	16	1	28	53
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(86)	-	-	-	(86)
Diferencias de conversión	(6)	-	(1)	-	3	(4)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	7	-	11	18
Reclasificaciones y otros movimientos	9	64	1	-	(34)	40
Saldo a 31 de diciembre de 2008	(253)	(86)	(162)	(138)	(501)	(1.139)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2007	434	3	61	32	488	1.018
Saldo neto a 31 de diciembre de 2008	423	229	48	40	487	1.228

(1) Las inversiones en 2008 y 2007 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 170 y 145 millones de euros, respectivamente.

- (2) En el ejercicio 2008, la columna "Derechos de Emisión" incluye 278 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2008 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2007 por importe de 67 millones de euros. En el ejercicio 2007, la columna "Derechos de Emisión" incluye 67 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2007 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2006 por importe de 257 millones de euros.

Repsol YPF no posee activos intangibles con vida útil indefinida a 31 de diciembre de 2008 y 2007.

Durante los ejercicios 2008 y 2007 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 12,2 y 11,6 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 278 y 67 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2009 por 12,3 millones de toneladas de CO₂.

En los ejercicios 2008 y 2007 se ha producido una depreciación del valor de los derechos de emisión, lo que ha dado lugar a la dotación de una provisión por depreciación de 86 y 67 millones de euros, respectivamente, que se ha visto compensada, en un importe equivalente, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El gasto neto en la cuenta de resultados en los ejercicios 2008 y 2007 por la emisión de CO₂ ha ascendido aproximadamente a 16 millones de euros en 2008, mientras que en 2007 fue inferior a 1 millón de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2008 y 2007 a 83 y 77 millones de euros, respectivamente.

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva y las concesiones administrativas son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 4.5 de la nota 4.

(10) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “Inmovilizado material” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2008 y 2007 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 inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2007	2.259	18.057	26.343	959	1.339	1.606	1.542	52.105
Inversiones (1)	173	364	2.008	422	13	58	1.390	4.428
Retiros o bajas (3)	(211)	(1.55)	(28)	(53)	(6)	(31)	(2)	(486)
Diferencias de conversión	(61)	(432)	(2.928)	(56)	(66)	(62)	(69)	(3.674)
Variación del perímetro de consolidación	(59)	299	1	1	(1)	(3)	-	238
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	8	566	1.735	45	105	(57)	(866)	1.536
Saldo a 31 de diciembre de 2007	2.109	18.699	27.131	1.318	1.384	1.511	1.995	54.147
Inversiones (i)	18	297	1.757	565	7	105	1.995	4.744
Retiros o bajas	(12)	(120)	(4)	(88)	(5)	(18)	(10)	(257)
Diferencias de conversión	25	171	1.583	68	31	18	52	1.948
Variación del perímetro de consolidación	(38)	(43)	(290)	(8)	(2)	(18)	(8)	(407)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	38	8	(565)	(7)	24	61	(669)	(1.110)
Saldo a 31 de diciembre de 2008	2.140	19.012	29.612	1.848	1.439	1.659	3.355	59.065
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2007	(678)	(10.692)	(15.170)	(589)	(549)	(938)	(14)	(28.630)
Amortizaciones	(57)	(876)	(1.685)	(280)	(46)	(79)	-	(3.023)
Retiros o bajas	8	136	13	50	5	13	-	225
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (4)	12	16	(10)	(1)	-	(10)	-	7
Diferencias de conversión	24	270	1.753	32	47	29	-	2.155
Variación del perímetro de consolidación	18	19	-	-	-	2	-	39
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(4)	140	(1.271)	(7)	1	(117)	14	(1.244)
Saldo a 31 de diciembre de 2007.....	(677)	(10.987)	(16.370)	(795)	(542)	(1.100)	-	(30.471)
Amortizaciones	(48)	(892)	(1.644)	(266)	(51)	(73)	-	(2.974)
Retiros o bajas	5	107	2	56	4	11	-	185
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (4)	3	(5)	51	-	-	-	-	49
Diferencias de conversión	(10)	(120)	(965)	(30)	(23)	(8)	-	(1.156)
Variación del perímetro de consolidación	21	53	150	8	1	23	-	256
Reclasificaciones y otros movimientos	7	158	626	(3)	(8)	3	-	783
Saldo a 31 de diciembre de 2008	(699)	(11.686)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.144)	-	(33.328)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2007 (5).....	1.432	7.712	10.761	523	842	411	1.995	23.676
Saldo neto a 31 de diciembre de 2008 (5).....	1.441	7.326	11.462	818	820	515	3.355	25.737

- (1) En 2008 las principales inversiones se han realizado en Argentina (1.480 millones de euros), en Estados Unidos (415 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (383 millones de euros), en Libia (230 millones de euros), en Canadá (155 millones de euros) y en España (1.779 millones de euros). En 2007 las principales inversiones se realizaron en Argentina (1.311 millones de euros), en Estados Unidos (616 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (566 millones de euros), en Canadá (194 millones de euros) y en España (1.326 millones de euros)
- (2) En 2008 se incluyen (i) 612 millones de euros en coste y 136 millones de euros en amortización y pérdidas de valor acumuladas correspondientes al inmovilizado material de Alberto Pascualini Refap,S.A., sociedad que ha sido clasificada como Activo no corriente mantenido para la venta, y (ii) 99 millones de euros relacionados con la adquisición de derechos de exploración en Libia pendientes de pago. En 2007 se incluyen (i) 228 millones de euros netos correspondientes a una reclasificación desde activos disponibles para la venta y (ii) 106 millones de euros corresponden a un buque adquirido en arrendamiento financiero para el transporte de GNL.
- (3) En 2007 corresponde a la venta de la parcela descrita en la nota 27.

(4) (Ver nota 12).

(5) A 31 de diciembre de 2008 y 2007 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 492 y 651 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 719 y 3.355 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 722 y 1.995 millones de euros a 31 de diciembre de 2007, 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 10.349 y 9.734 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 4. En 2008 y 2007, el coste medio de la financiación ajena ha sido 5,69% y 6,44% y el importe activado por este concepto ha ascendido a 67 y 95 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe de Resultado financiero de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe inmovilizado material se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo Repsol YPF sobre concesiones administrativas, por un importe al 31 de diciembre de 2008 y 2007 de 135 y 117 millones de euros, respectivamente; estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2009 y 2054.

En los ejercicios 2008 y 2007 se incluyen 730 y 696 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 641 y 673 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente.

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.

(11) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido el

siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2007	38	(4)	34
Retiros o bajas	-	-	-
Dotación de amortización y otros movimientos	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2007	38	(4)	34
Retiros o bajas	(4)	-	(4)
Dotación de amortización y otros movimientos	3	(2)	1
Saldo a 31 de diciembre de 2008	37	(6)	31

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2008 y 2007 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 112 y 101 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2008 y 2007 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

(12) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS

Repsol YPF realiza, al menos anualmente o, siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u 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. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 4.

Durante el ejercicio 2008 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes han ascendido a 50 millones de euros, de las cuales 86 millones de euros corresponde a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 9) y cuyo efecto se ha visto compensado por un ingreso de importe equivalente 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 2008.

El resto de las correcciones valorativas correspondientes al ejercicio 2008, que ascienden a una reversión neta de 36 millones de euros, corresponden fundamentalmente a la recuperación del valor de los activos de exploración y producción de Ecuador por importe de 42 millones de euros debido a la evolución favorable de los parámetros del negocio.

Durante el ejercicio 2007 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 70 millones de euros, de las cuales 67 millones de euros correspondían a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 9) y cuyo efecto se vio compensado por un ingreso de importe equivalente 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 2007.

El resto de las correcciones valorativas del ejercicio 2007, que ascendieron a una dotación neta de 3 millones de euros, correspondieron fundamentalmente a:

- Las pérdidas de valor registradas en Ecuador y Argentina por importe de 56 y 29 millones de euros respectivamente, originadas fundamentalmente por la evolución desfavorable de los parámetros de negocio.
- Los ingresos derivados de la reversión de provisiones registradas en ejercicios anteriores en Trinidad y Tobago y Portugal, como consecuencia de la evolución positiva de los parámetros de negocio por importe de 49 y 33 millones de euros respectivamente.

(13) 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 2008 y 2007 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Peru LNG Company Llc.....	232	144
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	37	56
West Siberian Resources.....	-	51
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	53	51
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	38	35
Transierra, S.A.	19	35
Dynasol Elastómeros, S.A. de CV	25	27
Atlantic LNG 4	26	21
Oleoductos del Valle, S.A.	14	16
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	23	22
Terminales Marítimos Patagónicos, S.A. (Termap)	10	10
Enirepsa Gas Limited	2	28
Otras sociedades puestas en equivalencia	46	41
	<u>525</u>	<u>537</u>

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades consolidadas del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Saldo al inicio del ejercicio	537	521
Adquisiciones (1)	99	158
Desinversiones (2).....	(1)	(38)
Variaciones del perímetro de consolidación.....	(18)	-
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (3)	66	109
Dividendos repartidos	(110)	(179)
Diferencias de conversión	22	(48)
Reclasificaciones y otros movimientos (4).....	(70)	14
Saldo al cierre del ejercicio	<u>525</u>	<u>537</u>

(1) En 2008 y 2007 corresponde fundamentalmente a aportaciones en Perú LNG y ENIREPSA. En 2007 adicionalmente se incluía la adquisición de West Siberian Resources.

(2) En 2007 incluía básicamente la venta del 10% de CLH realizada por Repsol YPF, SA.

(3) En 2008 los resultados más significativos corresponden a ganancias en Atlantic LNG (62 millones de euros) , CLH (23 millones de euros) compensados parcialmente por las pérdidas en Enirepsa (49 millones de euros). En 2007 los resultados más significativos correspondieron a Atlantic LNG (63 millones de euros) y CLH (59 millones de euros).

(4) En 2008 se ha reclasificado la participación en West Siberian a Activos financieros disponibles para la venta como consecuencia de la dilución de la participación del grupo en esta sociedad.

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 puesta en equivalencia:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.(1)	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), S.A.	15,00%
Transportadora de Gas de Perú - TGP	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

(1) Sociedad participada a través del Grupo Gas Natural, consolidado por integración proporcional.

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 2008 y 2007 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2.008	2.007
Total Activos	1.627	1.730
Total Patrimonio.....	525	537
Ingresos.....	525	776
Resultado del periodo	66	109

(14) ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y PASIVOS VINCULADOS.

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF tiene activos mantenidos para la venta por importe de 1.251 millones de euros y pasivos vinculados con los mismos por importe de 601 millones de euros que corresponden, fundamentalmente, a los activos y pasivos por su participación en Alberto Pasqualini Refap S.A. por 1.088 y 589 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2007 Repsol YPF tenía activos mantenidos para la venta por importe de 80 millones de euros que correspondían, fundamentalmente, a activos para la generación de energía eléctrica en Venezuela.

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2008 y 2007, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2008	2007
Fondo comercio	269	-
Inmovilizado material y otros activos intangibles	692	67
Otros activos no corrientes	15	2
Activos corrientes	275	11
	<u>1.251</u>	<u>80</u>
Pasivos no corrientes	174	-
Pasivos corrientes	427	-
	<u>601</u>	<u>-</u>
	<u>650</u>	<u>80</u>

(15) 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	
	2008	2007
Activos financieros no corrientes	2.466	1.650
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	9	4
Otros activos financieros corrientes	494	266
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	49	54
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.891	2.585
	5.909	4.559

(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 2008 y 2007, clasificados por clases y por vencimiento es el siguiente:

ACTIVOS FINANCIEROS: NATURALEZA / CATEGORIA	31 de diciembre de 2008						Total
	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(3)	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	881	-	-	-	881
Derivados	15	-	-	-	-	131	146
Otros activos financieros	-	81	-	1.295	72	-	1.448
Largo plazo / No corriente	15	81	881	1.295	72	131	2.475
Derivados	108	-	-	-	-	149	257
Otros activos financieros (1)	-	203	-	125	2.849	-	3.177
Corto plazo / Corrientes	108	203	-	125	2.849	149	3.434
TOTAL	123	284	881	1.420	2.921	280	5.909

**ACTIVOS FINANCIEROS:
NATURALEZA / CATEGORIA**

31 de diciembre de 2007

	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(3)	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	-	-	138	-	-	-	138
Derivados	-	-	-	-	-	704	704
Otros activos financieros	-	116	-	464	232	-	812
Largo plazo / No corriente	-	116	138	464	232	704	1.654
Derivados	5	-	-	-	-	52	57
Otros activos financieros (1)	-	70	-	98	2.680	-	2.848
Corto plazo / Corrientes	5	70	-	98	2.680	52	2.905
TOTAL	5	186	138	562	2.912	756	4.559

- (1) En los epígrafes “Clientes por ventas y prestaciones de servicios” y “Otros deudores” del balance se incluyen 6.340 y 7.707 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente, de cuentas a cobrar no incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior (estos importes incluyen los activos por valoración a mercado de derivado por operaciones comerciales descritos en la nota 2 más arriba).

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

15.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable.

15.2) 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 2008 y 2007 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

15.3) 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 disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Saldo al inicio del ejercicio	138	160
Inversiones (1)	531	1
Desinversiones	(4)	(14)
Ajustes a valor razonable (2)	(72)	(10)
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	288	1
Saldo al cierre del ejercicio (4)	881	138

(1) En 2008 incluye 517 millones de euros correspondientes a la compra del 9,99% de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (sociedad consolidada por integración proporcional en los estados financieros del Grupo).

(2) En 2008 corresponde fundamentalmente a la valoración a valor razonable de West Siberian Resources (36 millones de euros), Unión Fenosa (22 millones de euros) y Enagás (16 millones de euros). En 2007 correspondía fundamentalmente a la valoración a valor razonable de Enagás.

(3) En 2008 incluye la adquisición de un 4,72% adicional de Unión Fenosa realizado por Gas Natural por un importe de 239 millones de euros, con pago aplazado.

(4) En 2008 corresponde fundamentalmente a la participación en Unión Fenosa (736 millones de euros) y Enagás (58 millones de euros). En 2007 la participación más significativa era en Enagás, valorada en 74 millones de euros.

En el ejercicio 2007 se vendió la participación en Naturgas Energía Grupo S.A., (participada a través de Gas Natural) generando un beneficio neto de 20 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias, y reduciendo los ajustes por cambios de valor del patrimonio neto.

15.4) Préstamos y partidas por cobrar

Los préstamos y partidas a cobrar del Grupo, incluidas aquellas de carácter comercial, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2.008	2.007
Préstamos y partidas a cobrar (1)	1.420	562
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.209	5.767
Otros deudores	2.180	1.993
(Menos: derivados por operaciones comerciales corrientes)	(49)	(54)
Total	7.760	8.268

(1) De acuerdo con el cuadro del inicio de esta nota

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2.008	2.007	2.008	2.007
a) Activos financieros (1) (2):				
Otros activos financieros no corrientes	1.295	464	1.254	525
Otros activos financieros corrientes	125	98	125	98
	<u>1.420</u>	<u>562</u>	<u>1.379</u>	<u>623</u>
b) Cuentas comerciales corrientes:				
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.209	5.767	4.209	5.767
Clientes	4.539	6.117	4.539	6.117
(Menos: provisión para insolvencias)	(330)	(350)	(330)	(350)
Otros deudores	2.131	1.939	2.131	1.939
	<u>6.340</u>	<u>7.706</u>	<u>6.340</u>	<u>7.706</u>
Total	<u><u>7.760</u></u>	<u><u>8.268</u></u>	<u><u>7.719</u></u>	<u><u>8.329</u></u>

- (1) Entre las inversiones financieras corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades no consolidadas y préstamos a sociedades consolidadas por la parte no eliminada en el proceso de consolidación por importe de 376 y 345 millones de euros en 2008 y 2007 respectivamente. Adicionalmente, en 2008 se incluye el préstamo concedido a Petersen, como consecuencia de la venta de un porcentaje de YPF (ver nota 31).
- (2) La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior corresponde a un interés medio del 8,30% y 9,35% en 2008 y 2007.

El vencimiento de las Inversiones incluidas en el epígrafe de préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2008	2007
2009	-	-
2010	3	-
2011	1	-
2012	-	-
2013	117	-
Años posteriores	1.173	464
	<u>1.295</u>	<u>464</u>

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Saldo al inicio del ejercicio	350	381
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	57	2
Variaciones de perímetro de consolidación	(31)	(8)
Bajas	(50)	(7)
Diferencias de conversión	4	(18)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>330</u>	<u>350</u>

15.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2008	2007	2008	2007
Inversiones Financieras no corrientes ...	72	232	72	232
Inversiones Financieras temporales	55	105	55	105
Equivalentes de efectivo	1.492	1.891	1.492	1.891
Caja y Bancos	1.302	684	1.302	684
	<u>2.921</u>	<u>2.912</u>	<u>2.921</u>	<u>2.912</u>

Las inversiones financieras ascienden a 2.921 y 2.912 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 4,31% y 4,27% en 2008 y 2007, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2008	2007
2009	-	11
2010	40	43
2011	9	4
2012	23	16
2013 (1)	-	25
Años posteriores (1)	-	133
	<u>72</u>	<u>232</u>

- (1) En el año 2008 se han cancelado los colaterales asociados a las operaciones de cobertura de inversion neta discontinuas descritas en el apartado 38.4 de la nota 38.

(16) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2008 y 2007 es la siguiente:

	Millones de euros		
	Coste	Provisión por	
		depreciación	Neto
A 31 de diciembre de 2008			
Crudo y Gas natural	982	-	982
Productos terminados y semiterminados	2.429	(253)	2.176
Materiales y otras existencias	449	(23)	426
	<u>3.860</u>	<u>(276)</u>	<u>3.584</u>
A 31 de diciembre de 2007			
Crudo y gas natural	1.543	-	1.543
Productos terminados y semiterminados	2.302	(2)	2.300
Materiales y otras existencias	863	(31)	832
	<u>4.708</u>	<u>(33)</u>	<u>4.675</u>

En el ejercicio 2008 se ha registrado un gasto neto de 239 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 a su valor neto de realización.

A 31 de diciembre de 2008 el importe de existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ascendió a 93 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha sido una ganancia de 2 millones de euros. A 31 de diciembre de 2007 el importe de estas existencias ascendió a 144 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por valoración a mercado de las mismas fue una ganancia de 3 millones de euros.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2008, como a 31 de diciembre de 2007 con los requisitos sobre existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), a través de las sociedades españolas que integran el Grupo.

(17) PATRIMONIO NETO

El movimiento del patrimonio neto en los ejercicios 2008 y 2007 se detalla a continuación:

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios					Total Patrimonio Neto		
	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	atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2006	1.221	13.457	-	3.124	(369)	17.433	609	18.042
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.221	13.457	-	3.124	(369)	17.433	609	18.042
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	-	-	3.188	(1.057)	2.131	123	2.254
Operaciones con socios o propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(1.050)	-	-	-	(1.050)	(71)	(1.121)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	4	-	-	4	-	4
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Otras variaciones de patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	3.124	-	(3.124)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(7)	-	-	-	(7)	(3)	(10)
Saldo final al 31/12/2007	1.221	15.524	4	3.188	(1.426)	18.511	651	19.162
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.221	15.524	4	3.188	(1.426)	18.511	651	19.162
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	-	-	2.711	367	3.078	186	3.264
Operaciones con socios o propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(1.242)	-	-	-	(1.242)	(391)	(1.633)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	(245)	-	-	(245)	-	(245)
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones de patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	3.188	-	(3.188)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	(2)	724	722
Saldo final al 31/12/2008	1.221	17.468	(241)	2.711	(1.059)	20.100	1.170	21.270

17.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2008 y 2007 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas, de Nueva York y de Buenos Aires.

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. (2)	14,31
Petróleos Mexicanos (3)	4,81

- (1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
- (2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).
- (3) 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 por los cuales se arbitran mecanismos 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.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV el 18 de enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. Según la información presentada en la CNMV, dichas entidades son sociedades gestoras de instituciones de inversión colectiva, sin que la entidad dominante de éstas (Barclays Global Investors UK Holdings, Ltd.) de instrucciones directas o indirectas para el ejercicio de los correspondientes derechos de voto poseídos por dichas sociedades gestoras.

A 31 de diciembre de 2008 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)	15,10	15,52	euros
			Buenos Aires	72,90	73,03	pesos
			Nueva York	21,51	20,51	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	19,29	22,28	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	160,00	156,96	pesos
			Nueva York	46,00	46,11	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	36.063.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	11,00	13,02	Soles
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina, S.A.) (1)	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas	49,00	41,46	euros
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

(1) YPFB Andina, S.A. no ha tenido movimientos durante el ejercicio 2008.

17.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2008 y 2007 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas 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.

17.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas 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 (i) 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 (ii) todas aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

17.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2008, autorizó al Consejo de Administración, durante un plazo de dieciocho meses, para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades controladas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualquiera de sus filiales, no exceda del 5% del capital social y por un precio o valor de contraprestación no inferior al valor nominal de las acciones ni superior a su cotización en Bolsa. Este acuerdo dejó sin efecto la autorización en los mismos términos y por el mismo plazo aprobada en la anterior Junta General Ordinaria celebrada el 9 de mayo de 2007.

En virtud de dichas autorizaciones Repsol YPF, S.A. ha adquirido durante el ejercicio 2008 12.924.428 acciones propias, que representan un 1,06% del capital social, por un importe de 261,73 millones de euros, con un valor nominal de 12,92 millones de euros. Asimismo, Repsol YPF ha enajenado en el ejercicio 695.000 acciones, por un importe de 17,5 millones de euros cuyo valor nominal ascendía a 0,69 millones de euros. Estas ventas han supuesto una plusvalía de 0,6 millones de euros recogida en el epígrafe “Acciones y participaciones en patrimonio propias” del patrimonio neto. A 31 de diciembre de 2008 el

Grupo mantenía un total de 12.229.428 acciones de la sociedad dominante, cuyo coste de adquisición ascendió a 244,79 millones de euros.

Durante el ejercicio 2007, y al amparo de autorizaciones anteriores conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas, se adquirieron 4.462.665 acciones propias, que representaban el 0,366% del capital, por un importe de 110,69 millones de euros, con un valor nominal de 4,46 millones de euros. Asimismo, se enajenaron el mismo número de acciones, 4.462.665 acciones, por un importe de 114,30 millones de euros. El importe resultante de estas operaciones fue de 3,61 millones de euros que fue registrado en el epígrafe “Acciones y participaciones en patrimonio propias” del patrimonio neto.

17.5) 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 epígrafe 4.22 de la Nota 4 y Nota 38).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3, 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 epígrafe 4.22 de la nota 4 (ver nota 38).

17.6) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2008 y

2007 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2008	2007
Refinería La Pampilla, S.A.	69	107
Empresa Petrolera Andina	-	228
Petronor, S.A.	85	97
YPF, S.A. (1)	879	61
CEG y CEG Río	40	47
Repsol Comercial de P.P., S.A.	27	28
Gas Natural ESP	27	26
Gas Natural México, S.A. de CV	13	14
EMPL	11	9
Otras compañías	19	34
Total	1.170	651

(1) La variación se ha producido por la venta de un porcentaje de esta compañía en el período (ver nota 31).

(18) DIVIDENDOS

A continuación se detallan los dividendos pagados en los ejercicios 2008 y 2007:

	31/12/2008			31/12/2007		
	% sobre	Euros por	Importe	% sobre	Euros por	Importe
	<u>Nominal</u>	<u>acción</u>		<u>Nominal</u>	<u>acción</u>	
Acciones ordinarias	100%	1,00	1.220	72%	0,72	880
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados						
a) Dividendos con cargo a resultados (1)	100%	1,00	1.220	72%	0,72	880
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe incluye 3 millones de euros de dividendos correspondientes a acciones en patrimonio propias

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2008 y 2007 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2008 el importe devengado por Repsol YPF, S.A. ha ascendido a 641 millones de euros, si bien el importe que figura en el balance de situación consolidado

adjunto como dividendo a cuenta es de 634 millones de euros (0,525 euros brutos por acción multiplicado por un número de acciones calculado una vez descontadas las acciones por patrimonio propias poseídas a 31 de diciembre de 2008) y en 2007 a 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2007, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de Mayo de 2008, ascendió a 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción); de este importe, 3 millones de euros corresponden a acciones en patrimonio propias poseídas a la fecha de pago del mismo.

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2008 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 2008, pagadero a partir del 9 de julio de 2009 de 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

A la vista del estado contable que se ha formulado y de las líneas de crédito no dispuestas, Repsol YPF, S.A. contaba, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con los requisitos de los artículos 194.3 y 216 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

(19) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los conceptos incluídos en el balance descritos a continuación correspondientes a pasivos de naturaleza financiera:

	Millones de euros	
	2008	2007
Pasivos financieros no corrientes	10.315	10.065
Derivados por operaciones comerciales (1)	5	0
Pasivos financieros corrientes	1.788	1.501
Derivados por operaciones comerciales (2)	23	17
	<u>12.131</u>	<u>11.583</u>

(1) Registrados en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del balance.

(2) Registrados en el epígrafe “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2008 y 2007, es el siguiente:

31 de diciembre de 2008

	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	1.845	-	1.845	1.845
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	8.156	-	8.156	7.914
Derivados	34	-	285	319	319
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	34	10.001	285	10.320	10.078
Deudas con entidades de crédito	-	1.491	-	1.491	1.492
Obligaciones y otros valores negociables	-	251	-	251	245
Derivados	54	-	15	69	69
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	54	1.742	15	1.811	1.806
TOTAL	88	11.743	300	12.131	11.884

31 de diciembre de 2007

	Valor contable				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor razonable
Deudas con entidades de crédito	-	1.700	-	1.700	1.693
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	8.183	-	8.183	8.184
Derivados	170	-	12	182	182
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	170	9.883	12	10.065	10.059
Deudas con entidades de crédito	-	1.284	-	1.284	1.284
Obligaciones y otros valores negociables	-	199	-	199	199
Derivados	11	-	24	35	35
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	11	1.483	24	1.518	1.518
TOTAL	181	11.366	36	11.583	11.577

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.524 y 3.418 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

Nota: A 31 de diciembre de 2008 y 2007, se recogen 721 y 632 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 31 y 61 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La distribución de la financiación por divisas y por vencimientos a 31 de diciembre de 2008 y 2007 se detalla en el apartado 5.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 5.

Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o

mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase nota 38.3 Coberturas de inversión neta).

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2008		2007	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.363	5,61%	2.950	6,62%
Acciones Preferentes	3.423	6,02%	3.433	5,48%
Obligaciones	4.809	5,28%	4.844	5,30%
	<u>11.595</u>	<u>5,59%</u>	<u>11.227</u>	<u>5,70%</u>

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 4.416 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.425 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.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 118 millones de euros (correspondientes a un nominal de 119 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 25% del importe total del capital de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

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 2008 y 2007:

	Saldo al 31/12/2007	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2008
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.682	186	(186)	74	7.756
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	700	-	(77)	28	651
TOTAL	8.382	186	(263)	102	8.407

	Saldo al 31/12/2006	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2007
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo (1)	6.391	1.250	1	40	7.682
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	1	-	(1)	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	1.140	40	(381)	(99)	700
TOTAL	7.532	1.290	(381)	(59)	8.382

(1) El 16 de febrero de 2007, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V.(Holanda), emitió bonos garantizados por importe de 750 millones de euros, con vencimiento en 2012 y tipo de interés variable Euribor a 3 meses + 0,25% y 500 millones de euros con vencimiento en 2017 a un tipo fijo de 4,75%. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2008 asciende a 1.247 millones de euros, y la calificación crediticia de esta emisión es Fitch BBB+, Moddys Baa1 y S&P BBB.

Las emisiones garantizadas por Repsol YPF realizadas por filiales de su Grupo durante los ejercicios 2008 y 2007 han sido las siguientes:

	Saldo al 31/12/2007	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2008
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	4.425	-	-	-	4.425

	Saldo al 31/12/2006	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2007
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	3.175	1.250	-	-	4.425

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.

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 estos instrumentos a 31 de diciembre de 2008 y 2007 asciende a 3.524 y 3.418 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “ Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables” de los balances de situación consolidados adjuntos en Acciones preferentes.

(20) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2008 y 2007, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2008 y 2007, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones no corrientes				Provisiones corrientes		
	Provisión para pensiones (1)	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	Total	Provisión para pensiones (1)	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2007	75	855	1.730	2.660	11	286	297
Dotaciones con cargo a resultados (2)	10	62	443	515	2	85	87
Aplicaciones con abono a resultados (3).....	(4)	(2)	(122)	(128)	(1)	(3)	(4)
Cancelación por pago	(3)	(15)	(139)	(157)	(13)	(130)	(143)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Diferencias de conversión	(7)	(84)	(102)	(193)	-	(15)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos (4).....	(5)	115	(242)	(132)	4	62	66
Saldo a 31 de diciembre de 2007.....	66	931	1.568	2.565	3	283	286
Dotaciones con cargo a resultados (2)	2	82	627	711	2	39	41
Aplicaciones con abono a resultados (3).....	(2)	(1)	(160)	(163)	-	(7)	(7)
Cancelación por pago	(9)	(19)	(98)	(126)	-	(233)	(233)
Variaciones del perímetro de consolidación	(10)	(9)	(7)	(26)	(1)	(1)	(2)
Diferencias de conversión	-	49	51	100	-	10	10
Reclasificaciones y otros movimientos (4).....	1	68	(420)	(351)	5	337	342
Saldo a 31 de diciembre de 2008.....	48	1.101	1.561	2.710	9	428	437

(1) Ver nota 21.

(2) En el ejercicio 2007, las dotaciones del epígrafe “Otras provisiones” corresponden fundamentalmente a (i) planes de reestructuración de plantillas (22 millones de euros), (ii) contingencias medioambientales (90 millones de euros) y (iii) litigios (246 millones de euros). La dotación también incluye 144 millones de actualización financiera de las provisiones. En el ejercicio 2008 el epígrafe “Otras provisiones” incluye dotaciones por (i) 208 millones de euros por provisión por el consumo de derechos de emisión de CO₂, (ii) 133 millones de euros por contingencias medio ambientales, (iii) 82 millones de euros para litigios. La dotación también incluye 151 millones de euros de actualización financiera de las provisiones.

(3) 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.

(4) El epígrafe “Desmantelamiento de campos” incluye 54 y 68 millones de euros en 2007 y 2008, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.

(21) PROVISIÓN PARA PENSIONES Y OBLIGACIONES SIMILARES

a) Planes de aportación definida

Las principales características de los planes de aportación definida reconocidos por el Grupo se describen en el apartado 16 de la nota 4.

El coste anual cargado en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en relación con estos planes de pensiones ha ascendido a 41 y 37 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente.

Respecto a los planes de previsión de directivos de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada, el coste cargado en los ejercicios 2008 y 2007 ha ascendido a 6 y 9 millones de euros, respectivamente, y ha sido registrado en la cuenta de resultados en el epígrafe “Gastos de personal”.

b) Planes de prestación definida

- b.1) Una filial de YPF otorga planes de pensiones, planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales y prestaciones por sanidad y riesgos de fallecimiento.

Los trabajadores a tiempo completo de dicha sociedad tenían reconocidos planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros a 31 de diciembre de 2007. Las prestaciones de los mismos estaban basadas en los años de servicio y en las compensaciones generadas durante los años en activo.

El pasivo registrado por estos planes de pensiones a 31 de diciembre de 2007 ascendía a 11 millones de euros que correspondían, fundamentalmente, a las obligaciones por prestaciones con los empleados (76 millones de euros) menos el valor razonable de los activos afectos al plan, neto de las pérdidas actuariales no reconocidas, por importe de 65 millones de euros.

Durante el mes de marzo de 2008 esta filial adquirió ciertos contratos con Prudential Insurance Company para cancelar sus obligaciones asumidas en relación con dos de los planes de pensiones no contributivos, pagando una prima de 115 millones de dólares (83 millones de euros). Prudential asumió las obligaciones bajo estos planes el 20 de marzo de 2008.

A 31 de diciembre de 2008 esta compañía mantiene un plan de pensiones no contributivo, que no ha sido cancelado, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. El importe registrado en la cuenta de resultados del ejercicio 2008 con relación a este plan ha ascendido a 1 millón de euros. El pasivo registrado por este plan a 31 de diciembre de 2008 asciende a 3 millones de euros, correspondientes a las obligaciones por prestaciones con los empleados.

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. El beneficio registrado en la cuenta de resultados en el ejercicio 2008 por estos planes ha ascendido a 4 millones de euros (que incluyen un beneficio de 6 millones de euros por importes recuperados debido a modificaciones en el plan). El gasto registrado en la cuenta de resultados en el ejercicio 2007 ascendió a 2 millones de euros.

- b.2) El Grupo Gas Natural también posee planes de pensiones para empleados en España, Brasil e Italia. Las cantidades reconocidas en el balance para hacer frente a estas obligaciones en el epígrafe “Provisiones no corrientes” ascendían a 21 y 20 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.
- b.3) Adicionalmente, la filial del Grupo USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados. El pasivo registrado a tal efecto en los estados financieros consolidados asciende a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007. Este plan no tiene activos asociados a 31 de diciembre de 2008. Las pérdidas actuariales no reconocidas a esa fecha tienen importe inferior a 1 millón de euros.

(22) SUBVENCIONES Y OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Las subvenciones registradas en el balance ascienden en 2008 y 2007 a 108 millones de euros y 109 millones de euros, respectivamente y corresponden fundamentalmente a

subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (87 millones de euros en 2008 y 73 millones de euros en 2007).

La cuenta de resultados incluye registrados ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones por importe de 13 y 8 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 5 millones de euros tanto en 2008 como en 2007.

Dentro del epígrafe “Otros pasivos no corrientes” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2008	2007
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 23)	721	632
Fianzas y depósitos (1)	241	221
Otros ingresos diferidos	140	169
Otros	349	413
	1.451	1.435

(1) El epígrafe de fianzas y depósitos recibidos recoge fundamentalmente 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) DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2008	2007	2008	2007
Durante el siguiente ejercicio	66	63	31	61
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	292	248	145	205
A partir del 6º ejercicio	1.003	902	576	427
	1.361	1.213	752	693
Menos:				
Futuros gastos financieros	(609)	(520)		
	<u>752</u>	<u>693</u>		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			721	632
Deuda por arrendamiento financiero corriente			31	61
			<u>752</u>	<u>693</u>

Los arrendamientos financieros corresponden, fundamentalmente, a buques metaneros para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2032.

(24) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2008 y 2007, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2008	2007
Proveedores	2.878	4.491
Otros acreedores		
Deuda por arrendamientos financieros (nota 23)	31	61
Administraciones Públicas acreedoras	840	934
Pasivos por valoración a mercado de elementos cubiertos y derivados sobre operaciones comerciales.	23	67
Otros	4.133	3.285
Pasivo por impuesto corriente	290	730
Total	8.195	- 9.568

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

(25) 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 está 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 2008 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., es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra otra sociedad, 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. 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. y Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A y Gas Natural Aprovisionamientos 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 individualizada 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 Petróleos del Norte, S.A., 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, hay que tener en cuenta que las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina, pero 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%, 55% y 57,25%
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% y 50%

- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 26,5%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2008 y 2007 de acuerdo con el criterio indicado en la nota 3 de Políticas contables, es el siguiente:

	Millones de euros			TOTAL
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
	Ejercicio 2008			
Resultado contable antes de impuestos	2.554	1.239	918	4.711
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	1.600	280	(17)	1.863
Por diferencias temporarias	(829)	(45)	(53)	(927)
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.325	1.474	848	5.647
Cuota del impuesto	994	516	476	1.986
Deducciones aplicables	(996)	-	-	(996)
Impuesto corriente a pagar	(2)	516	476	990
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	751	10	128	889
Total Gasto por Impuesto corriente	749	526	604	1.879
Impuesto diferido del ejercicio	(89)	39	49	(1)
Otros ajustes al gasto por impuesto	209	(23)	(124)	62
Total Gasto por Impuesto diferido	120	16	(75)	61
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	869	542	529	1.940

	Millones de euros			
	Ejercicio 2007			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos	3.118	1.289	1.177	5.584
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	(1.050)	99	(68)	(1.019)
Por diferencias temporarias	204	575	(219)	560
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.272	1.963	890	5.125
Cuota del impuesto	714	687	476	1.877
Deducciones aplicables	(299)	-	(1)	(300)
Impuesto corriente a pagar	415	687	475	1.577
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	1.001	(18)	29	1.012
Total Gasto por Impuesto corriente	1.416	669	504	2.589
Impuesto diferido del ejercicio	(67)	(201)	(5)	(273)
Otros ajustes al gasto por impuesto	66	19	(63)	22
Total Gasto por Impuesto diferido	(1)	(182)	(68)	(251)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	1.415	487	436	2.338

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de euros		
	2008	2007	Variación
Activo por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	37	34	3
Provisiones para el personal	44	58	(14)
Provisión para contingencias	167	146	21
Otras provisiones	326	254	72
Créditos fiscales	486	194	292
Otros activos por impuestos diferidos	403	334	69
	<u>1.463</u>	<u>1.020</u>	<u>443</u>
Pasivo por impuesto diferido:			
Incentivos fiscales	(49)	(25)	(24)
Plusvalías diferidas	(61)	(139)	78
Diferencias de amortizaciones	(679)	(620)	(59)
Moneda funcional	(704)	(548)	(156)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(788)	(890)	102
Otros pasivos por impuestos diferidos	(273)	(251)	(22)
	<u>(2.554)</u>	<u>(2.473)</u>	<u>(81)</u>

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 415 y 472 millones de euros en 2008 y 2007, 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 91 millones

de euros en 2008 al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, 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 2008 asciende a 996 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 judiciales y administrativas 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 20), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2008 y 2007 por este concepto asciende a 520 millones de euros y 524 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.

(26) NEGOCIOS CONJUNTOS

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2008 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%
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,85%
Petroquirique, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Quirique Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%

A continuación se desglosan los importes totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Activos corrientes.....	2.482	2.079
Activos no corrientes.....	6.047	5.557
Pasivos corrientes.....	2.376	2.253
Pasivos no corrientes.....	3.305	2.724
Ingresos.....	7.659	6.883
Gastos.....	(6.674)	(6.046)

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2008 y 2007 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.

(27) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

El análisis de los ingresos y gastos de explotación obtenidos en el ejercicio 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
<u>Ingresos</u>		
Ventas	57.740	52.098
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos	1.892	1.767
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	(274)	387
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (1)	57	150
Beneficios por enajenación de inmovilizado (2)	126	694
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	18	13
Otros ingresos de explotación	1.416	814
	<u>60.975</u>	<u>55.923</u>
<u>Gastos</u>		
Compras	(40.101)	(36.699)
Variación de existencias	(760)	405
Gastos de personal	(2.016)	(1.855)
Tributos	(2.501)	(1.915)
Servicios exteriores (3)	(5.204)	(4.932)
Transportes y fletes	(1.198)	(1.140)
Amortizaciones (3)	(3.091)	(3.141)
Dotación de provisiones por deterioro (1)	(107)	(220)
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	(28)	(25)
Otros gastos	(886)	(593)
	<u>(55.892)</u>	<u>(50.115)</u>

(1) Ver nota 12.

(2) En el ejercicio 2007 correspondía fundamentalmente a la plusvalía por la venta de la parcela descrita en esta misma nota y a la plusvalía de venta del 10% de participación de CLH (315 millones de euros).

(3) Los costes de exploración han ascendido en 2008 y 2007 a 571 y 592 millones de euros, que se encuentran registrados en los epígrafes amortizaciones y servicios exteriores.

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendía a Caja Madrid la parcela en la que se asienta un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma, por un importe total de 815 millones de euros. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometió a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. Como consecuencia de la venta de la citada parcela se registró en 2007 una plusvalía de 211 millones de euros en la línea "Beneficios por enajenación de inmovilizado".

(28) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Ingresos por intereses	228	168
Gastos por intereses	(521)	(470)
Gastos por las acciones preferentes	(209)	(191)
Intereses intercalarios (Ver nota 7)	67	95
Actualización de provisiones	(144)	(144)
Diferencias de cambio netas	212	266
Ingresos por dividendos	17	5
Ingresos/(gastos) por valoración a mercado de derivados y otros activos financieros (ver nota 38)	(19)	68
Otros ingresos/(gastos)	(3)	(21)
	<u>(372)</u>	<u>(224)</u>

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

En 2007 el Consejo de Administración aprobó una nueva estructura 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 esta estructura 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, correspondiente a la comercialización de gas natural y la generación de electricidad.

Como consecuencia de este cambio, las magnitudes básicas del Grupo Repsol YPF a partir del 1 de enero de 2008, se han publicado de acuerdo con esta nueva organización.

Para facilitar la comparación de la evolución de dichas magnitudes con los datos correspondientes al ejercicio 2007, éstos se presentan con los mismos criterios con los que se presentan los correspondientes al ejercicio 2008.

Toda la información financiera y del negocio anterior al 1 de enero de 2008 fue publicada de acuerdo a la estructura de segmentos vigente con anterioridad, dado que la nueva estructura organizativa y los sistemas de información relacionados con la misma no se encontraban completamente desarrollados para entonces.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta nueva clasificación:

Ingresos de explotación	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31/12/2008	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2007
Segmentos						
Upstream	3.515	3.433	1.399	1.041	4.914	4.474
GNL	1.296	730	248	193	1.544	923
Downstream	42.169	40.420	278	378	42.447	40.798
YPF	9.609	8.037	473	599	10.082	8.636
Gas Natural SDG	4.070	3.057	140	97	4.210	3.154
Corporación	316	246	423	361	739	607
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	-	-	(2.961)	(2.669)	(2.961)	(2.669)
TOTAL	60.975	55.923			60.975	55.923

Resultado de explotación

Segmentos	Millones de euros	
	31/12/2008	31/12/2007
Upstream	2.258	1.882
GNL	125	107
Downstream	1.111	2.204
YPF	1.159	1.228
Gas Natural SDG	555	516
Corporación	(125)	(129)
Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa	5.083	5.808
(+/-) Resultados no asignados (Resultado financiero)	(372)	(224)
(+/-) Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	66	109
Impuestos sobre beneficios y/o rdo de operac. Interrumpidas	(1.940)	(2.338)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y DESPUÉS DE PARTICIPADAS	2.837	3.355

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31

de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
2008							
Total activos (1)	8.801	1.837	14.151	11.762	5.804	7.074	49.429
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	49	349	78	36	13	-	525
Pasivos operativos (2)	2.146	772	5.272	3.005	1.824	193	13.212
Dotación de amortización del inmovilizado	(650)	(48)	(653)	(1.465)	(224)	(51)	(3.091)
Dotación neta de Provisiones por deterioro	42	-	(92)	-	-	-	(50)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (3)	(1)	-	62	(179)	-69	153	(34)
Inversiones	1.184	242	1.534	1.508	894	224	5.586
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(31)	62	27	6	2	-	66

	Millones de euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
2007							
Total activos (1)	8.475	1.544	15.441	10.998	4.745	5.961	47.164
Inversiones valoradas por el método de la participación	141	251	96	37	12	-	537
Pasivos operativos (2)	1.997	1.041	6.475	2.185	1.273	262	13.233
Dotación de amortización del inmovilizado	(756)	(50)	(703)	(1.397)	(193)	(42)	(3.141)
Dotación neta de Provisiones por deterioro	(5)	-	(36)	(29)	-	-	(70)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (3)	11	12	112	(310)	(28)	(21)	(224)
Inversiones	1.439	387	936	1.374	651	586	5.373
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	(13)	58	63	(1)	2	-	109

- (1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondientes al mismo.
- (2) Incluye las líneas “Subvenciones”, “Provisiones corrientes y no corrientes”, “Otros pasivos no corrientes”, “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” y “Proveedores y otros acreedores” del pasivo del balance de situación consolidado.
- (3) Incluye aquellos ingresos/gastos que no implican salidas de caja distintas de los movimientos de la amortización o de las dotaciones netas de las provisiones por deterioro.

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					
	Resultado de explotación		Inversiones		Activos	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Upstream	2.258	1.882 -	1.184	1.439	8.801	8.475
Norteamérica y Brasil	40	(25)	478	610	3.067	2.642
Norte de Africa	1.202	1.234	376	199	1.388	978
Resto del Mundo	1.016	673	330	630	4.345	4.855
GNL	125	107	242	387	1.837	1.544
Downstream	1.111	2.204 -	1.534	936	14.151	15.441
Europa	1.127	1.995	1.469	844	12.035	13.521
Resto del Mundo	(16)	209	65	92	2.116	1.920
YPF	1.159	1.228	1.508	1.374	11.762	10.998
Gas Natural SDG	555	516	894	651	5.804	4.745
Corporación, otros y ajustes	(125)	(129)	224	586	7.074	5.961
TOTAL	5.083	5.808	5.586	5.373	49.429	47.164

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 es la siguiente:

Área Geográfica	Millones de euros	
	31/12/2008	31/12/2007
Mercado Interior	28.594	25.856
Exportación	31.038	28.009
a) Unión Europea	6.170	6.172
b) Países O.C.D.E.	4.654	3.493
C) Resto de países	20.214	18.344
TOTAL	59.632	53.865

(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 las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2008, 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 a dicha fecha.

Las combinaciones de negocios y los aumentos de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y sociedades asociadas más significativas realizadas en el ejercicio 2008 han sido las siguientes:

Denominación de la entidad (y rama de actividad) adquirida o fusionada	Categoría	Fecha efectiva de la operación	Coste neto de la combinación (miles de euros)			
			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	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P (1)	Nueva constitución	05/02/2008	176	-	15,36	15,36
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V. (1)	Nueva constitución	14/03/2008	1	-	30,85	30,85
Dawn Energy, Produção de Energia Unipessoal Lda. (1)	Adquisición	04/04/2008	2	-	30,85	30,85
Cetraro Distribuzione Gas S.r.l. (1)	Nueva constitución	28/04/2008	19	-	18,51	18,51
O Novo Aquilón, S.L. (1)	Adquisición	06/06/2008	1	-	18,51	18,51
Parques Eólicos 2008-2012, S.L (1)	Adquisición	17/06/2008	1	-	16,66	16,66
Oficina de cambios de suministrador S.A. (1)	Adquisición	20/06/2008	4	-	6,17	6,17
Sociedad de Tratamiento la Andaya, S.A (1)	Aumento participación	09/07/2008	157	-	4,63	18,51
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L (1)	Aumento participación	09/07/2008	136	-	4,32	29,00
Portal del Instalador (1)	Aumento participación	Julio 2008	40	-	3,08	26,22
Pitta Construzioni S.p.A (1)	Adquisición	03/07/2008	4.604	-	30,85	30,85
Gas Natural Servicios, Ltd. (1)	Nueva constitución	09/06/2008	99	-	30,85	30,85
Repsol Biocarburantes Tarragona, S.A	Nueva constitución	19/02/2008	500	-	99,97	99,97
Repsol Biocarburantes Cartagena, S.A	Nueva constitución	19/02/2008	500	-	99,97	99,97

(1) Sociedades adquiridas a través del Grupo Gas Natural, en el que Repsol YPF participa en un 30,847%.

Los importes y porcentajes corresponden al 30,847% de los adquiridos por el Grupo Gas Natural.

Con fecha 3 de julio de 2008 el Grupo, a través de Gas Natural, ha adquirido en Italia el 100% del capital de la sociedad Pitta Construzioni, S.p.A.. Si la adquisición de esta sociedad se hubiera producido el 1 de enero de 2008, la contribución a los ingresos operativos hubiera ascendido a 1 millón de euros y no hubiera representado ningún

impacto en el resultado operativo. El efectivo pagado en la adquisición de esta sociedad ha ascendido a 8 millones de euros, habiéndose generado en la adquisición un fondo de comercio de 1 millón de euros aproximadamente, atribuible a la alta rentabilidad y las sinergias esperadas con las operaciones de Gas Natural.

Las principales combinaciones de negocios que tuvieron lugar en el ejercicio 2007 fueron las que se describen a continuación.

En diciembre de 2007 el Grupo incorporó el 100%, a través de Gas Natural, del capital social del Grupo Generación México (constituido principalmente por las siguientes sociedades: Controladora del Golfo S.A. de C.V., Central Anahuac S.A. de C.V., Central Saltillo S.A. de C.V., Central Lomas del Real S.A. de C.V., Central Vallehermoso S.A. de C.V., Electricidad Águila de Altamira S.A. de C.V., Gasoducto del Río S.A. de C.V. y Compañía Mexicana de Gerencia y Operación S.A. de C.V.), dedicado a la generación eléctrica por ciclo combinado. El coste de esta adquisición ascendió a 311 millones de euros, y generó el registro de un fondo de comercio de 26 millones de euros.

En el ejercicio 2007 no se consolidó resultado alguno por esta operación dado que la incorporación fue en el mes de diciembre. Si el grupo se hubiese consolidado en los estados financieros del Grupo Repsol YPF desde el 1 de enero de 2007, su contribución a los ingresos y beneficio neto hubiera ascendido a 193 y 9 millones de euros, respectivamente.

A continuación se detallan los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos clasificados según las principales líneas del balance a la fecha de adquisición:

	Valor en libros	Valor razonable
Inmovilizado material	249	318
Activos por impuesto diferido	6	7
Otros activos no corrientes	13	13
Activo corriente comercial	34	34
Otros activos financieros corrientes	1	1
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	21	21
Total activos	324	394
Pasivos por impuestos diferidos	18	37
Pasivos financieros no corrientes	4	4
Otros pasivos no corrientes	37	37
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	30	31
Total pasivos	89	109
Total activos netos	235	285
Fondo de comercio		26
Inversión total		311

En el mes de Junio 2007, Repsol adquirió el 28%, a través de Gas Natural, de la participación en el capital de Invergas S.A., Gas Natural Argentina SDG, S.A., Natural Energy S.A. y Natural Servicios S.A., por un precio de compra de 13 millones. El fondo de comercio adquirido ascendió a 9 millones de euros.

En diciembre de 2007 el Grupo incorporó el 100%, a través de Gas Natural, el 30,8% del capital social del Grupo ITAL.ME.CO, grupo italiano dedicado principalmente a la distribución y comercialización de gas que opera en cuatro regiones del centro y sur de Italia. El coste de esta adquisición ascendió a 8 millones de euros y no dio lugar al registro de ningún fondo de comercio.

(31) DESINVERSIONES

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio.....	920	522
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	548
Otros activos financieros	23	209
Total desinversiones	1.045	1.279

Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio

Las ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en el ejercicio 2008 fueron las siguientes:

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)
YPF, S.A. (1)	Dependiente	21/02/2008	15,00%	84,14%	86
		01/11/2008	0,10%	84,04%	2
Empresa Petrolera Andina, S.A. (1)	Negocio Conjunto	05/05/2008	1,08%	48,92%	(4)
Repsol Bronderslev (1)	Dependiente	29/02/2008	100%	-	1
Repsol Polivar SPA (1) (2)	Dependiente	29/02/2008	100%	-	0
Operadora de Postos de serviços, LTD (1)	Dependiente	02/05/2008	100%	-	2
West Siberian Resources (3)	Otras	01/04/2008	6%	4%	0
Repsol YPF Comercial del Ecuador (1)	Dependiente	01/09/2008	100%	-	0
Repsol YPF Gas Bolivia (1)	Dependiente	28/11/2008	50,91%	-	0
Refinería de Petroleos Manguinhos S.A. (1)	Negocio Conjunto	16/12/2008	31,13%	-	0
Repsol YPF Distribuidora S.A.(1)	Dependiente	19/12/2008	100%	-	14

(1) Venta de los porcentajes indicados

(2) Sociedad participada al 100% por Repsol Bronderslev.

(3) Dilución del porcentaje de participación tras la ampliación de capital realizada por la compañía. Ésta sociedad ha sido reclasificada a Inversiones Financieras.

El 21 de febrero de 2008 Repsol YPF firmó el acuerdo de venta de un 14,9% de YPF, S.A. a Petersen Energía por un importe de 2.235 millones de dólares, instrumentando un préstamo al comprador por importe de 1.015 millones de dólares. El cobro por esta desinversión ha ascendido a 1.220 millones de dólares (827 millones de euros). Adicionalmente en noviembre de 2008 Petersen Energía ejerció una opción de compra de

un 0,10% adicional por un importe de 13 millones de dólares (10 millones de euros). Estas ventas han generado un beneficio consolidado antes de impuestos de 88 millones de euros registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones del inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Los efectos principales de esta transacción en el balance consolidado del Grupo han sido un incremento en el epígrafe “Intereses Minoritarios” de 987 millones de euros, y una reducción del fondo de comercio por importe de 292 millones de euros.

De acuerdo con los términos del mismo acuerdo de venta, Petersen Energía cuenta con una opción de compra de un 10% adicional. A 31 de diciembre de 2008 el Grupo cuenta con una participación del 84,04% en YPF.

El 30 de abril de 2008 se ha suscrito el contrato de transmisión del 1,08% de las acciones de Empresa Petrolera Andina, S.A.. entre Repsol YPF e YPFB por un importe de 4 millones de euros. Este acuerdo ha adquirido plena eficacia el día 5 de mayo mediante el otorgamiento de la correspondiente escritura pública. La pérdida generada por esta transacción, registrada en el epígrafe “Gastos por dotación de provisiones y pérdidas por enajenaciones del inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta ha ascendido a 4 millones de euros. El porcentaje de participación del Grupo en la compañía con posterioridad a la transferencia de las acciones asciende al 48,92%.

De acuerdo con la nueva estructura accionarial y los acuerdos de gestión de Empresa Petrolera Andina S.A. (actualmente YPFB Andina, S.A), a partir de 1 de mayo de 2008, se consolida por el método de integración proporcional. Los efectos principales en los estados financieros consolidados del Grupo en dicha fecha, como consecuencia de este cambio en el método de consolidación, han sido una reducción de los activos de 431 millones de euros, de los intereses minoritarios de 259 millones de euros y de los pasivos de 164 millones de euros.

En Septiembre de 2008 Repsol YPF vendió a la compañía Primax de las estaciones de servicio y las actividades de lubricantes y aviación en Ecuador gestionadas por las compañías Repsol YPF Comercial de Ecuador, S.A. y Combustibles Industriales Oiltrader, S.A. por importe de 32 millones de euros.

El 16 de diciembre de 2008 el Grupo ha vendido su participación en Refinaria de Petroleos de Manguinhos. El resultado de la venta ha sido inferior a 1 millón de euros.

Con fecha 19 de diciembre de 2008 Repsol YPF ha vendido al grupo brasileño AleSat Combustíveis sus actividades de comercialización de combustibles en Brasil gestionadas a través de Repsol YPF Distribuidora, consistentes en una red de 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura comercial, logística y otros negocios complementarios, por importe de 17 millones de euros. El resultado generado por esta operación asciende a 14 millones de euros, registrado en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. A continuación se detallan los activos netos dados de baja en el ejercicio como consecuencia de esta venta:

Epígrafes	Millones de euros
Activos no corrientes	22
Activos corrientes	47
Pasivos no corrientes	(9)
Pasivos corrientes	(57)
Total Activos Netos	3

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2007 se vendió un 10% de participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), por un importe de 353 millones de euros, que generó una plusvalía de 315 millones de euros.

También en 2007 Repsol YPF Chile S.A. (antes Repsol YPF Chile LTDA) vendió su participación en Petróleos Transandinos YPF S.A. y en Operaciones y Servicios YPF Ltda, por un importe de 145 millones de euros, registrando una plusvalía de 49 millones de euros. El importe de los activos netos que aportaban en el momento de la venta las sociedades vendidas en Chile durante el ejercicio 2007 era el siguiente:

Concepto	Activos netos
Activos no corrientes	84
Activos corrientes	34
Pasivos no corrientes	(22)
TOTAL ACTIVOS NETOS	96

Otras desinversiones

En 2008 no se han producido otras desinversiones significativas.

La principal desinversión en 2007 correspondió a la venta de la parcela en la que se asienta un edificio de oficinas en construcción en Madrid, que generó una entrada de efectivo de 571 millones de euros (ver nota 27).

(32) 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, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo del personal más destacado.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los planes 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 planes de incentivos 2005-2008, 2006-2009, 2007-2010 y 2008-2011, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2005-2008) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2008 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2009.

Los cuatro programas vigentes (2005-2008, 2006-2009, 2007-2010 y 2008-2011), 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 plan 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 al desempeño del beneficiario a lo largo del período contemplado en el programa.

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 2008 y 2007 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 11 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2008 y 2007, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 28 y 27 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

(33) 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:
 - Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación total de 20,01%
 - Criteria Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación total directa e indirecta del 14,31% en Repsol YPF.
 - Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 4,806 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros (ver Nota 17.1).
- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Las sociedades 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).

A continuación se detallan los ingresos y gastos registrados en el periodo por operaciones con partes vinculadas.

	31 de diciembre de 2008			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
GASTOS E INGRESOS:				
Gastos financieros	6	-	1	7
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	3	5
Recepciones de servicios	8	-	366	374
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.109	-	5.056	7.165
Otros gastos	14	-	6	20
TOTAL GASTOS	2.139	-	5.433	7.572
Ingresos financieros (1)	10	-	30	40
Contratos de gestión o colaboración	-	-	7	7
Prestaciones de servicios	32	-	20	52
Venta de bienes (terminados o en curso)	466	-	1.650	2.116
Otros ingresos	5	-	47	52
TOTAL INGRESOS	513	-	1.754	2.267

	31 de diciembre de 2008			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
OTRAS TRANSACCIONES				
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	9	-	-	9
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	59	-	376	435
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (2)	521	-	2	523
Garantías y avales prestados	12	-	74	86
Garantías y avales recibidos	91	-	-	91
Compromisos adquiridos (3)	(95)	-	40.493	40.398
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	503	-	-	503
Otras operaciones (5)	1.686	-	2	1.688

- (1) Ver nota 34 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo. Importe inferior a un millón de euros
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 488 millones de euros con La Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

- (4) Dividendo distribuido a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por 520 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 216 millones de euros y de tipo de interés por 557 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 4.21 de políticas contables.

(34) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

34.1) 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 6,165 millones de euros, lo cual representa 0,22% 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 2008 y 2007, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2008	2007
Consejo de Administración	172.287	165.661
Comisión Delegada	172.287	165.661
Comisión de Auditoría y Control	86.144	82.830
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	41.415
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	41.415

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2008 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,824 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Antonio Hernández-Gil	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	-	-	43.072	-	215.359
Luis del Rivero	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan Abelló	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Pemex Intern. España	172.287	172.287	-	-	43.072	387.646
José Manuel Loureda	172.287	-	-	-	43.072	215.359
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
Ángel Duráñez	172.287	-	86.144	-	-	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 y variable, anual y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2008 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 4,013 millones de euros, correspondiendo 2,691 a D. Antonio Brufau y 1,322 a D. Luís Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración variable plurianual percibida por D. Antonio Brufau, determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2004-2007, ha ascendido a 0,850 millones de euros. La retribución variable plurianual percibida por D. Luis Suárez de Lezo, como partícipe de dicho programa, ha ascendido a 0,148 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 2008 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 0,464 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	94.833	265.650	-	360.483
Luis Suarez de Lezo	67.914	-	36.481	104.395

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 2008 a 2,680 millones de euros. Corresponden 2,423 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,257 millones de euros a D. Luís Suárez de Lezo.

- f) Incentivos

En relación con la retribución variable plurianual de los miembros del Consejo de Administración que desempeñan funciones ejecutivas, en el ejercicio 2008 se han dotado provisiones que ascienden a la cantidad de 0,866 millones de euros en el caso de D. Antonio Brufau y de 0,309 en el de D. Luis Suárez de Lezo.

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

34.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2008, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

34.3) Operaciones con los Administradores

A continuación se informa de las operaciones realizadas con los Administradores, de conformidad con lo establecido en la Ley 26/2003 de 17 de julio, por la que se modifican la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas.

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 33 (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 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, ni han realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

34.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

La información incluida en esta nota corresponde a 9 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2008, 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).

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 2008, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 12,288 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

<u>Concepto</u>	<u>Millones de Euros</u>
Sueldo	7,012
Dietas	0,480
Remuneración Variable	4,284
<u>Remuneración en Especie</u>	<u>0,512</u>

c) Incentivos

En el ejercicio 2008 y, en relación con el personal directivo, se han dotado provisiones que ascienden a un total de 2,170 millones de euros en relación con los cuatro planes de incentivos vigentes.

d) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2008, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,925 millones de euros.

e) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2008 en relación con los planes de aportación definida de modalidad mixta adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 16 en nota 4), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,414 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.

f) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2008, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,316 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 3,85% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

34.5) Indemnizaciones al personal directivo

En 2008, no se ha percibido indemnización alguna por parte del personal directivo de la Compañía.

34.6) 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 de la Alta Dirección 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 de la Alta Dirección, incluido el Consejero Secretario General.

(35) PLANTILLA

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2008 fue de 36.302 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 37.371 trabajadores. La siguiente tabla muestra la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2008 y 2007:

	Número de personas			
	2008		2007	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	317	35	292	25
Jefes Técnicos	1.985	422	2.024	385
Técnicos	11.966	3.754	11.563	3.350
Administrativos	863	1.349	884	1.426
Operarios y subalternos	11.675	3.936	12.825	3.926
	<u>26.806</u>	<u>9.496</u>	<u>27.588</u>	<u>9.112</u>

(36) CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO OPERATIVO

36.1) En los que el Grupo figura como arrendatario

Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2008 y 2007, ascienden a 471 y 339 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene los siguientes compromisos de pago a largo plazo en relación con los arrendamientos operativos no cancelables en los que el Grupo figura como arrendatario:

	Millones de euros						
	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	Siguientes	Total
Transporte marítimo - Time charter (1)	137	79	60	49	41	574	940
Arrendamientos (2)	155	138	128	89	83	214	807
	292	217	188	138	124	788	1.747

(1) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de “time charter” de 22 buques tanque (5 de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2009 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 114 millones de euros para el ejercicio 2009. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 23 millones de euros.

(2) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 214 millones de euros.

36.2) En los que el Grupo figura como arrendador:

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene derecho a recibir los importes comprometidos a largo plazo, que se relacionan a continuación, en relación con los contratos de arrendamiento en los que figura como arrendador:

	Millones de euros						
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total
Arrendamientos (1)	53	18	18	16	16	17	138
	53	18	18	16	16	17	138

- (1) Corresponde fundamentalmente activos de fibra óptica, por importe de 52 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 33 millones de euros.

(37) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS

Garantías

A 31 de diciembre de 2008 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):

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 16 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por las actividades de financiación de EniRepSa Gas Limited, en la que el Grupo participa en un 30%, por importe de 4 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 32 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 hasta, aproximadamente, 11 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 11 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo a Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 74 millones de euros.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2008 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Millones de euros							
Compra	2009	2010	2011	2012	2013	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	4.653	4.057	5.288	5.545	5.437	67.358	92.338
Crudo y otros	898	541	309	263	163	487	2.661
Gas natural	3.755	3.516	4.979	5.282	5.274	66.871	89.677 ⁽¹⁾
Compromisos de inversión	811	216	60	33	13	2.962	4.095
Compromisos de transporte	286	374	399	402	360	5.869	7.690 ⁽²⁾
Prestación de servicios	1.284	1.173	492	264	730	2.091	6.034
TOTAL	7.034	5.820	6.239	6.244	6.540	78.280	110.157

Venta	2009	2010	2011	2012	2013	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	7.534	4.445	4.389	4.730	5.043	47.500	73.641
Crudo y otros	4.399	1.620	1.599	1.456	1.326	7.856	18.256
Gas natural	3.135	2.825	2.790	3.274	3.717	39.644	55.385 ⁽³⁾
Compromisos de transporte	20	20	21	21	21	92	195
Prestación de servicios	362	336	427	373	479	2.939	4.916
TOTAL	7.916	4.801	4.837	5.124	5.543	50.531	78.752

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) 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 24.689 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 16.486 millones de euros y en Perú por importe de 39.214 millones de euros.
- (2) Este importe recoge compromisos de transporte a largo plazo adquiridos por el Grupo Repsol YPF fundamentalmente en EE.UU. por importe de 2.783 millones de euros, en Canadá por importe de 1.181 y en Argentina por importe de 572. Adicionalmente incluye 1.876 millones de euros por la entrega futura de 4 buques para el transporte de GNL en Perú.
Incluye 568 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.
- (3) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Argentina por importe de 14.249 millones de euros, en España por importe de 4.927 millones de euros, en Méjico por importe de 22.854 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 7.390 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 por importe de 3.693 millones de euros.

Contingencias

La dirección de la sociedad considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles o administrativos en los que se halle incurso la Sociedad,

las empresas de su Grupo o quienes ostentan cargos de administración o dirección, éstos últimos en la medida en que pueda verse afectada la Sociedad o su Grupo, que por su cuantía puedan afectar de forma significativa a las cuentas anuales consolidadas y/o a la posición o rentabilidad financiera del Grupo.

Las situaciones litigiosas más relevantes (adicionalmente a lo comentado en la nota 25) que afectan al Grupo Repsol YPF se describen a continuación:

Estados Unidos de América

En 1986 Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”) adquirió una sociedad (Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”)) a Diamond Shamrock Corporation (denominada posteriormente Maxus Energy Corporation), contemplándose en dicha venta ciertas cláusulas de indemnidad en favor de Occidental que han venido afectando a Maxus Energy Corp. (sociedad posteriormente adquirida por YPF, S.A. en 1995, antes de que YPF, S.A. fuese adquirida por Repsol YPF). La sociedad Tierra Solutions Inc. (Tierra), filial de la sociedad norteamericana YPF Holdings, ha asumido las actuaciones de Maxus en materia medioambiental.

Las principales situaciones litigiosas son las siguientes:

- *Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey*: En diciembre de 2005, el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey (Department of Environmental Protection and Energy, el “DEP”) demandó (la demanda de New Jersey o The Passaic River Litigation) a YPF Holding Inc., Tierra, Maxus y a varias filiales, además de Occidental, en relación con la supuesta contaminación por dióxidos proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark, del último tramo de diecisiete millas del río Passaic, de la Bahía de Newark, otras corrientes de agua y áreas cercanas. Los demandados han respondido a dichas alegaciones, si bien sus excepciones en cuanto a falta de jurisdicción fueron desestimadas en septiembre de 2008. Durante el mes de febrero de 2009 se presentaron distintos escritos en contestación a las alegaciones de cada parte. Asimismo también en febrero de 2009, Maxus y Tierra han llamado al proceso como posibles responsables de la contaminación a más de doscientas cincuenta nuevas partes.
- *Condado de Hudson, New Jersey*. Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Según el DEP, los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos. En mayo del 2005 el DEP entabló una

reclamación contra Occidental y otras dos compañías solicitando, entre otras cosas la remediación de varios enclaves contaminados con cromato ferroso, y la recuperación de costes incurridos por el Estado. En relación con estos asuntos se ha alcanzado un acuerdo por 7,1 millones de dólares USA (5 millones de euros).

- *Litigio de Dallas Occidental contra Maxus.* En el año 2002 Occidental demandó a Maxus y Tierra en la Corte del Distrito de Dallas del Estado de Texas a efectos de obtener una declaración de la Corte en el sentido de que Maxus y Tierra tienen, de conformidad con el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals a Occidental, la obligación de defender y de indemnizar a Occidental frente a ciertos litigios o reclamaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el agente naranja y cloruro de vinilo monómero (VCM), sin perjuicio de hecho de que dicho contrato contiene un plazo de caducidad de 12 años en relación con las obligaciones de defensa e indemnidad de la mayor parte de las reclamaciones. Celebrado el juicio, se dictó resolución contra Maxus. Maxus interpuso apelación ante la Corte de Apelación y la Corte Suprema de Texas, si bien ambas apelaciones han sido rechazadas. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las previsiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. No obstante ello, Maxus considera que sus previsiones actuales, de acuerdo a la información disponible a la fecha de los estados contables, son adecuadas para estos costes.

En relación con lo anterior, cerca de 33 reclamaciones han sido interpuestas contra Occidental por personas que alegan haber sufrido enfermedades como consecuencia del agente naranja. En febrero del 2008 la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los EE.UU. rechazó estas reclamaciones y si bien es presumible que los reclamantes interpongan apelación ante la Corte Suprema, YPF Holdings entiende que tales apelaciones no deberían prosperar.

También han sido interpuestas acciones contra Occidental reclamando daños por la exposición al cloruro de vinilo monómero, asbestos, y otros productos químicos como también por supuestos daños al medioambiente. Occidental ha informado a Maxus que, en su conjunto estas reclamaciones no excederían de 7 millones de dólares (5 millones de euros).

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 de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnización. Hasta el 31 de diciembre de 2008, todas las reclamaciones relacionadas con la sociedad predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificadas al Gobierno Nacional Argentino.

- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (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 alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencia de precio entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior. La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”) ha iniciado un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada por el período comprendido entre 1993 y 1997 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 imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. En enero de 2004, YPF presentó descargo oponiendo, entre otras, la defensa de prescripción, argumento rechazado por la CNDC y objeto de apelación por YPF. En agosto de 2008 la Cámara de Apelaciones en lo Penal Económico rechazó el argumento de prescripción planteado por YPF. Tal decisión fue impugnada por YPF ante la Cámara Nacional de Casación Penal. Posteriormente, YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables.

- *Mercado de gas natural.* En el ámbito de la exportación, como consecuencia de las Restricciones (ver nota 2 “Argentina – Regulación del Mercado”) durante los años 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008, YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene 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 caso fortuito o fuerza mayor que libera a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Diversos clientes de YPF, incluyendo Innergy Soluciones Energéticas, S.A., Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han rechazado por carta 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. En el año 2007, Innergy Soluciones Energéticas, S.A. reclamó de YPF la cantidad de 88 millones de dólares (63 millones de euros), más intereses, y se reservó el derecho de incrementar esta cantidad para acumular penalidades adicionales en relación con las entregas no realizadas. YPF ha reconvenido alegando la extinción del contrato. “Innergy” notificó a YPF el inicio de una demanda arbitral. YPF contestó la demanda arbitral y ha reconvenido invocando la teoría de la imprevisión. Innergy ha presentado en diciembre de 2008 su *contestación y demanda reconvenional* de acuerdo con lo ordenado por el Tribunal. Se ha llegado a un principio de acuerdo para resolver las controversias entre las partes (incluidas las planteadas en el proceso arbitral), el cual deberá ser plasmado en documentos finales a ser suscritos por las partes. Con fecha 9 de febrero de 2009 las Partes suspendieron el arbitraje hasta el 13 de marzo de 2009.

Adicionalmente, Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han procedido a liquidar la penalidad por no entrega hasta el mes de septiembre de 2007 por un importe de 93 millones de dólares (67 millones de euros). YPF ha rechazado tales liquidaciones. Asimismo, deslindando responsabilidad, Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el comienzo formal del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Si bien dicho plazo se encuentra vencido, a la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por dichas sociedades.

Asimismo, AES Uruguiana de Emprendimientos S.A. también ha realizado reclamaciones en concepto de falta de entrega procediendo en junio de 2008 a facturar la suma de 28 millones de dólares (20 millones de euros) en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008. YPF rechazó dicha liquidación deslindando responsabilidad. Con posterioridad, en julio de 2008, ha liquidado la suma de 3 millones de dólares (2 millones de euros) en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el

1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Asimismo, AES Uruguaiana Emprendimientos S.A. notificó a YPF que “retendrá el cumplimiento de sus obligaciones” alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF. YPF rechazó los argumentos de AES por resultar improcedentes y carentes de sustento legal.

- *Mercado local argentino*, Central Puerto S.A., realizó dos reclamaciones contra YPF en referencia a acuerdos de suministro de gas natural, habiéndose resuelto por ambas partes aquella disputa en referencia al suministro en la planta de Loma La Lata. Sin perjuicio de lo anterior, Central Puerto S.A. notificó a YPF su decisión de someter a arbitraje, de conformidad con las normas de la Cámara de Comercio Internacional (ICC), controversias relacionadas con el suministro de gas natural a su ciclo combinado ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. YPF ha presentado demanda reconvenzional contra la actora en la cual se reclama, entre otros, que el tribunal arbitral dé por terminado el contrato o en su defecto que se proceda a su recomposición. La demanda reconvenzional ha sido contestada por Central Puerto en diciembre de 2007.

En febrero de 2008 se celebró una audiencia ante los miembros del tribunal arbitral, en cuyo marco se suscribió el Acta de Misión en la que se han suscitado diversas cuestiones sobre la cuantía, declarando Central Puerto S.A. no estar en condiciones de precisar el importe de su reclamación hasta tanto se practiquen los peritajes pertinentes. YPF, por su parte, estimó en 11 millones de dólares (8 millones de euros), aproximadamente, la suma que debe ser reclamada como pagadera en su favor en virtud de la reconvección articulada en el proceso, más intereses y otros costes, sin perjuicio de lo que luego resulte de los peritajes a practicarse.

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 manifestó que las entregas a Mega de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por la interferencia del Estado Nacional.

- *Reclamaciones Ambientales 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 al ambiente, 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 ambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación ambiental 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. Durante 2006, YPF ha efectuado una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propone efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada, el cual a la fecha no ha sido concluido. Tal como se ha mencionado anteriormente, 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.

- *Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. (“EDF”).* En julio del año 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en el que reclama que de conformidad con el Contrato de Compraventa fechado el 30 de marzo de 2001 EDF tendría 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 fecha 22 de octubre de 2007 estimó la reclamación de EDF, aceptando también sin embargo, la reconvenición formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 28 millones de dólares (21 millones de euros). Frente al laudo, YPF ha interpuesto un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y ante Corte Federal de Apelaciones en Asuntos Mercantiles, quien en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tiene efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. No obstante, EDF ha iniciado una acción en la Corte de Distrito del Estado de Delaware, en EE.UU., pretendiendo la ejecución del laudo arbitral. Asimismo, YPF ha sido notificada del proceso de ejecución promovido por EDF en París, Francia.

- *Controversia sobre la libre disponibilidad de divisas* en relación con las provenientes de las exportaciones realizadas por YPF durante el año 2002, como consecuencia del régimen cambiario establecido por el Decreto 1.606/2001 que, según ciertas interpretaciones, habría derogado implícitamente el régimen especial de libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados consagrado en el artículo 5 del Decreto 1.589/89. Este último establecía la libre disponibilidad del porcentaje de divisas provenientes de las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder del 70% de cada

operación.

Posteriormente al Decreto 1.606/2001, el Decreto 2.703/2002, que entró en vigor el 31 de diciembre de 2002, estipula que los productores de petróleo crudo, gas natural y gases licuados deberán ingresar como mínimo el 30% de las divisas provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o de sus derivados, gozando de la libre disponibilidad del porcentaje restante. Esta norma deja subsistente la cuestión del régimen cambiario aplicable en relación con las divisas provenientes de exportaciones realizadas en el año 2002 entre el Decreto 1.606/2001 y el Decreto 2.703/2002.

En octubre de 2007 ha sido notificada la incoación de un procedimiento administrativo sumario por supuesto retraso en la repatriación divisas y en la falta de repatriación del restante 70% en relación con determinadas exportaciones de hidrocarburos realizadas durante el año 2002 (durante el período comprendido entre la publicación de los citados Decretos).

- *Investigaciones de la Comisión CDNC.* En 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 treinta empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado 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 costo de adquisición; y (b) los frustrados intentos 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 ha sido 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 violación 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 ocho productores, por violaciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta violatoria de la Ley de Defensa de la Competencia, fue presentado 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. En 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.

- *Inclusión de cláusulas en contrato de suministro de GLP:* La CNDC ha iniciado un procedimiento para investigar el uso por YPF en contratos de suministro de GLP al por mayor de una cláusula que la CNDC entiende que impide que los compradores revendan el producto a terceros y por lo tanto, restringe la competencia en detrimento del interés económico general. YPF sostiene que los contratos no contienen una prohibición contra la reventa a terceros y ha ofrecido la pertinente prueba. En abril de 2007, fue presentado a la CNDC, sin reconocer conducta alguna en violación de la Ley de Defensa de la Competencia, un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, de no incluir esas cláusulas en los contratos futuros de suministro de GLP al por mayor, entre otras cosas, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso, suspenda la investigación y archive la causa. En noviembre de 2008, el Secretario de Comercio Interior notificó a YPF la aceptación del compromiso formulado por YPF y ordenó la suspensión de las actuaciones por el plazo de tres años.

- *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. La Sociedad 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. Estos permisos de exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina con volúmenes, respectivamente, de 900.000 m³/día, 600.000 m³/día y 175.000 m³/día.

- El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 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 N° 167/97 (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.

- *Asociación Superficiarios de la Patagonia (la "ASSUPA")*. En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño ambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños ambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (394 millones de euros). Se ha solicitado por las demandadas que se tenga a ASSUPA por desistido del procedimiento por no haber sido subsanados los defectos de la demanda, lo cual no ha sido aceptado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación. YPF ha 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. YPF ha contestado la demanda y ha ofrecido pruebas.

- *Reclamaciones Ambientales en Dock Sud* dirigidas por vecinos de la zona contra una pluralidad de demandados entre los que se encuentra YPF, por daños individuales provocados en la salud de los actores y remediación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño ambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Este procedimiento se sigue ante la Corte Suprema de Justicia. Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras dos reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades basadas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades la remediación y subsidiariamente la indemnización del daño ambiental 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.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la Corte Suprema de Justicia dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable 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 ambiental, continuará ante la Corte Suprema de Justicia.

En otro orden de cosas, 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 51 millones de pesos como indemnización por daños personales, más intereses. Los reclamantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurrido 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 a al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la demanda con la finalidad de que el Gobierno indemne 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 se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión.

- *Requerimiento de información por posibles supuestos de sub-inversión en relación con ciertas concesiones de la Provincia de Neuquén* emitidas mediante Notas del Secretario de Energía y Minería de dicha Provincia, bajo apercibimiento de aplicar la caducidad de las concesiones. YPF entiende que ha cumplido con las inversiones comprometidas en el Programa de Inversiones y Operación para las Áreas en que participa u opera. Con posterioridad a la presentación del correspondiente descargo por parte de YPF, por Resolución Secretaría de Estado de Recursos Naturales Provincia del Neuquén N° 178/08, la provincia del Neuquén reconoció que las inversiones informadas en los años 2006-2007 subsanan las diferencias del primer período certificando que YPF ha dado cumplimiento con las obligaciones a su cargo.

- *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, vía nota 245/08, la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que dichas concesiones de explotación estarían desatendidas, desinvertidas, con caídas de producción o sin producción y con alto grado de compromiso ambiental. En virtud de lo anterior se intima a YPF para que efectúe el descargo de las imputaciones. Ha sido presentada impugnación de la citada resolución en tanto que dicho acto administrativo no otorga a YPF el derecho concedido en el artículo 80 de la Ley 17.319, consistente en la posibilidad de subsanar cualquier posible incumplimiento. Asimismo se ha presentado el correspondiente descargo. Con fecha 12 de noviembre de 2008 mediante el dictado de la Resolución 1143/08 se ordenó la apertura del período de prueba, estableciéndose pruebas periciales de distinta índole.

Ecuador

Petroecuador, la empresa estatal de hidrocarburos de Ecuador, se negó a acatar la decisión dirimente emitida por un consultor técnico, que le era desfavorable y que tenía carácter vinculante de acuerdo al mecanismo de resolución de disputas establecido en el Contrato de Participación del Bloque 16. La controversia se refería a la no pertinencia de un ajuste reclamado por Petroecuador en el cálculo de la participación, debido a la reducción de la tarifa de transporte SOTE. Para no someterse a la citada decisión, las autoridades del Ecuador, concretamente, la Contraloría General del Estado, intervinieron realizando un examen especial a Petroecuador, que afectaba a los mismos conceptos objeto del arbitraje técnico, emitiendo una liquidación administrativa o glosa (Nº 7279), por la que Petroecuador reclamaba por aquel concepto contra de Repsol YPF 2,5 millones de barriles, la cual fue impugnada por Repsol YPF. En febrero de 2008, Petroecuador envió a Repsol YPF una factura por 191 millones de dólares (130 millones de euros) relativa a la citada Glosa. Finalmente, el 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Petroecuador y Repsol YPF Ecuador S.A, por medio de la cual se compensaron recíprocos créditos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, incluyéndose entre ellos los derivados de la citada Glosa No. 7279, poniéndose fin a la controversia.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16 (Repsol YPF Ecuador S.A., Murphy Ecuador Oil Co., CRS Resources (Ecuador) LDC, y Overseas Petroleum and Investment Corporation), disconformes con la aplicación del nuevo gravamen sobre las ganancias extraordinarias, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación. Constituido el Tribunal arbitral a principios de febrero de 2009, el 16 de febrero Repsol reitera ante el mismo su solicitud de medidas cautelares. El 19 de febrero de 2009 Petroecuador reclama ejecutoriamente al consorcio contratista el importe no pagado de la participación sobre ganancias extraordinarias, habiendo solicitado Repsol al CIADI, como medida preventiva, la paralización de tales actuaciones.

Argelia

Sonatrach ha iniciado un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando que se declare adecuada la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamando daños y perjuicios. El tribunal Arbitral ha acordado las condiciones del traspaso provisional de las actividades a Sonatrach, como fue solicitado por las tres empresas, sujetando sus consecuencias económicas al laudo que

se dicte sobre el fondo. Sonatrach, Repsol YPF y Gas Natural ya han formulado sus respectivas reclamaciones, solicitando Sonatrach una indemnización de, aproximadamente, 800 millones de dólares, mientras que Repsol YPF y Gas Natural reclaman la cantidad de, aproximadamente, 2.400 millones de dólares (1.724 millones de euros). El resultado final del procedimiento se estima que no va a tener ningún impacto negativo significativo en estas cuentas anuales.

Unión Europea

- *Mercado del Caucho*. La Comisión Europea inició investigaciones en diversos mercados relacionados con la fabricación de neumáticos. Hacia finales de 2002, General Química S.A., filial de Repsol YPF que fabrica caucho y aditivos de caucho, junto con otras compañías de Europa y de EE.UU. fueron investigadas en el contexto de un procedimiento antitrust. Como consecuencia de dicha investigación fue impuesta a General Química una sanción de 3 millones de euros, declarando a Repsol Química y Repsol YPF responsables solidarios. Esta decisión fue impugnada ante el Tribunal de Primera Instancia de la Unión Europea, que en sentencia de 18 de diciembre de 2008 desestimó el recurso. Contra dicha sentencia Repsol YPF y Repsol Química interpondrán recurso de casación.

- *Mercado de Asfaltos*: Hacia la misma fecha Repsol YPF Lubricantes y Especialidades S.A. (“RYLESA”), una filial de Repsol YPF que produce, entre otros, productos asfálticos, junto con otras compañías fueron investigadas en el curso de un procedimiento antitrust. Como consecuencia de la investigación la Comisión Europea impuso a RYLESA una multa de 80,5 millones de euros, declarando a Repsol Petróleo y Repsol YPF solidariamente responsables. Esta decisión se encuentra asimismo impugnada ante el Tribunal de Primera Instancia de la Unión Europea, sin que a la fecha de esta información se haya dictado resolución.

- *Parafinas*: De la misma forma la Comisión Europea inició procedimientos administrativos para sancionar a ciertas compañías del Grupo Repsol por supuestas prácticas colusorias en el mercado de la parafinas. En octubre de 2008 fue dictada resolución imponiendo una sanción de 19,8 millones de euros a dichas sociedades. La sanción ha sido impugnada ante el Tribunal de Primera Instancia de la Unión Europea.

El Grupo Repsol YPF tiene otros pasivos contingentes relacionados con las obligaciones medioambientales ligadas a su actividad habitual (ver nota 39).

En el balance consolidado a 31 de diciembre de 2008 y 2007 figuran registrados 468 millones de euros y 586 millones de euros, respectivamente, en los epígrafes “Provisiones no corrientes” y “Provisiones corrientes” para cubrir los riesgos derivados de estas contingencias (este importe no incluye provisiones por riesgos fiscales, descritos en la nota 25).

En relación con las contingencias señaladas, los administradores de la sociedad consideran que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos derivados de las mismas.

(38) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2008 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura con derivados para cubrir las siguientes situaciones:

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 2008 y 2007 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 2008 y 2007:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2008

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
1. Derivados de cobertura:	131	149	(285)	(15)	(20)
1.1 De Valor razonable:	65	8	-	(5)	68
- de precio de producto	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	-	8	-	(2)	6
- de tipo de interés	64	-	-	-	64
- de tipo de cambio e interés	1	-	-	(3)	(2)
1.2 De Flujos de efectivo:	-	14	(155)	(6)	(147)
- de precio de producto	-	5	-	(1)	4
- de tipo de cambio	-	5	-	(5)	-
- de tipo de interés	-	4	(155)	-	(151)
1.3 De Inversión neta	66	127	(130)	(4)	59
2. Otros derivados	15	108	(34)	(54)	35
TOTAL (1)	146	257	(319)	(69)	15

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 275 millones de euros.

31 de diciembre de 2007

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
1. Derivados de cobertura:	700	52	(11)	(24)	717
1.1 De Valor razonable:	9	51	-	-	60
- de precio de producto	-	49	-	-	49
- de tipo de cambio	-	-	-	-	-
- de tipo de interés	9	-	-	-	9
- de tipo de cambio e interés	-	2	-	-	2
1.2 De Flujos de efectivo:	14	1	(11)	(10)	(6)
- de precio de producto	1	1	-	(7)	(5)
- de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
- de tipo de interés	13	-	(11)	-	2
1.3 De Inversión neta (1)	677	-	-	(14)	663
2. Otros derivados	-	5	(170)	(12)	(177)
TOTAL	700	57	(181)	(36)	540

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 292 millones de euros.

38.1) 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 más significativas se detallan a continuación:

Permutas sobre el precio del crudo

Repsol YPF, a través de su participación en YPF, S.A., tenía contratado un “swap” o permuta sobre el precio del crudo con el objeto de cubrir el cambio en el valor corriente de las entregas bajo un contrato de venta anticipada. En virtud de esta permuta de precio, se recibían precios variables de mercado y se pagaban precios fijos. A 31 de diciembre de 2007, aproximadamente 1 millón de barriles de crudo se encontraban protegidos bajo dicho contrato. En mayo de 2008 ha sido liquidado este “swap” como consecuencia del vencimiento del contrato de venta anticipada.

Este swap estaba definido como cobertura de valor razonable relativa al precio del barril de crudo. A 31 de diciembre de 2007 el valor razonable de este swap fue de 49 millones de euros.

El efecto de esta operación en la cuenta de resultados corresponde al importe de la variación del valor razonable del instrumento de cobertura neto de la variación del valor razonable del elemento cubierto, que en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido nulo al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Opciones 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 nominal 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 nominal 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 nominal 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 nominal 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.

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés ha sido de 64 y 9 millones de euros respectivamente,

registrados en el activo del balance de situación adjunto.

El efecto en la cuenta de resultados en relación con el instrumento de cobertura, así como con el elemento cubierto, ha ascendido a 55 y 17 millones de euros en 2008 y 2007 respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe “Resultado financiero” al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés para cubrir el valor razonable de las operaciones financieras contratadas. El detalle de dichas operaciones a 31 de diciembre de 2008 y 2007, es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1	1	-	-	4	1
Tipo medio a pagar (BRL)	CDI + 4,97%	101,90% CDI 129% CDI	101,90% CDI 129% CDI	101,90% CDI	-	-		
Tipo medio a cobrar (USD)	USD + 8,30%	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ + 10,59% a.a	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ + 10,59% a.a	LIBOR a.t + 0,60% a.a	-	-		
Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (BRL)	5	-	-	-	-	-	5	(3)
Tipo medio a pagar (BRL)	101,90% CDI 113,04% CDI	-	-	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar (USD)	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ + 7,66% a.a	-	-	-	-	-	-	-

31 diciembre 2007	Vencimientos					Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012		
	(millones de euros)						
Variable a Fijo							
Importe Contrato/nocional (MXN)	308	-	-	-	-	308	2
Tipo medio a pagar (EUR)	8%	-	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor+20,5pb	-	-	-	-	-	-

El efecto registrado en la cuenta de resultados en relación con estas permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés en los ejercicios 2008 y 2007 ha ascendido a 11 y 6 millones de euros, respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe “Resultado financiero” al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
USD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	136	-	-	-	-	-	136	6
Tipo de cambio medio de contrato	1,4359							
MAD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	2	-	-	-	-	-	2	-
Tipo de cambio medio de contrato	8,13							

(1) En millones de euros equivalentes

(2) Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

El efecto registrado en la cuenta de resultados en relación con estos contratos de compra-venta de divisas a plazo ha ascendido a 2 millones de euros en el ejercicio 2008, con un impacto nulo en la cuenta de resultados, al no existir ningún tipo de ineffectividad.

38.2) 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:

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas permutas financieras de cobertura sobre el precio de gas natural y la electricidad denominadas en euros por un importe neto nominal de 27 millones de euros y con un valor razonable neto positivo de 4 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2007 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas diversas operaciones de cobertura sobre el precio del gas natural y la electricidad: (i) permutas financieras denominadas en dólares por un importe nominal neto de 27 millones de dólares, y un valor neto razonable negativo de 2 millones de euros, y (ii) permutas financieras denominadas en euros por un importe neto nominal de 45 millones de euros y con un valor razonable neto negativo de 3 millones de euros.

Operaciones sobre tipos de interés

i. Permutas financieras de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	750	-	-	750	(34)
Tipo medio a pagar (EUR)				4,23%				
Tipo medio a cobrar (EUR)				Euribor 3m				
Importe Contrato/nocional (MXN)	10	-	-	-	-	-	10	-
Tipo medio a pagar (MXN)	TIE 28 días							
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIE 28 días							
Importe Contrato/nocional (USD)	-	-	-	-	-	397	397	(85)
Tipo medio a pagar (USD)						5,27%		
Tipo medio a cobrar (USD)						Libor 3m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	371	371	186	1	2	2	931	(3)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,15%	3,15%	3,15%	3,30%	3,07%	3,74%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	62	-	-	-	-	-	62	-
Tipo medio a pagar (EUR)	3,67%							
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m							
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	62	609	62	-	-	733	(25)
Tipo medio a pagar (EUR)		3,77%	3,82%	3,77%				
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 1m	Euribor 1m	Euribor 1m				
Importe Contrato/nocional (ARS)	-	1,94	-	-	-	-	1,94	-
Tipo medio a pagar (ARS)		17,25%						
Tipo medio a cobrar (ARS)		Badlar						

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes			
	(millones de euros)								
1.) Variable a Fijo									
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,3085	-	1	185	2	5	194	7	
Tipo medio a pagar (EUR)	3,32%	3,32%	3,32%	3,40%	3,07%	3,25%	-		
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m Euribor 6m Euribor 6m Euribor 6m Euribor 6m Euribor 6m								
Importe Contrato/nocional (MXN)	308,47	-	-	-	-	-	308	-	
Tipo medio a pagar (MXN)	9,99%								
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIIE 28 días								
Importe Contrato/nocional (USD)	4	4	16	4	4	23	55	(4)	
Tipo medio a pagar (USD)	6,38% 6,38% 6,38% 6,38% 6,38% 6,38%								
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m Libor 3m Libor 3m Libor 3m Libor 3m Libor 3m								
Importe Contrato/nocional (USD)	-	-	-	-	-	397	397	(8)	
Tipo medio a pagar (USD)	5,27%								
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	-	750	-	750	5	
Tipo medio a pagar (EUR)	4,23%								
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	62	-	-	-	-	62	1	
Tipo medio a pagar (EUR)	3,67%								
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m								
Importe Contrato/nocional (ARS)	35	-	-	-	-	-	35	-	
Tipo medio a pagar (ARS)	11,40%								
Tipo medio a cobrar (ARS)	CER								

ii. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 diciembre de 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes			
	(millones de euros)								
1.) Collar									
Importe Contrato/nocional (EUR)	5,17	1,93	1,19	3,97	0,77	1,60	14,63	-	
<i>Opción Cap compra</i>									
Tipo medio a pagar	5,32% 5,20% 5,64% 5,38% 5,60% 5,55%								
Tipo medio a cobrar	Euribor Euribor Euribor Euribor Euribor Euribor								
<i>Opción Floor venta</i>									
Tipo medio a pagar	3,54% 3,30% 3,62% 4,01% 3,54% 3,44%								
Tipo medio a cobrar	Euribor Euribor Euribor Euribor Euribor Euribor								
2.) Opción forward starting									
Importe Contrato/nocional (BRL)	1,28	-	-	-	-	-	1,28	-	
<i>Opción Cap compra</i>	14,30%								
Tipo a pagar	100% CDI								
Tipo a cobrar									

31 diciembre de 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Collar								
Importe Contrato/nocional (EUR)	1,54	4,63	1,54	0,93	1,85	3,08	13,57	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,68%	5,01%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,63%	2,91%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
2.) Collar con barreras								
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,31	-	-	-	0,93	-	1,24	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	4,74%	-	-	-	4,74%	-		
Tipo medio a cobrar	Euribor				Euribor			
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	4,74%	-	-	-	4,74%	-		
Tipo medio a cobrar	Euribor				Euribor			

iii. Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato (USD)		13					13	2
Tipo medio a pagar(ARS)		14,30%						
Tipo medio a cobrar (USD)		Libor 6m						
Variable a Fijo								
Importe Contrato (USD)		3	12	2	3	3	14	37
Tipo medio a pagar(USD)		6,38%						(6)
Tipo medio a cobrar (USD)		Libor 3m						

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato (USD)		-	18	-	-	-	-	18
Tipo medio a pagar(ARS)			14,30%					
Tipo medio a cobrar (ARS)			Libor 6m					

Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L., Gas Natural y otras filiales tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de flujo de caja por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
USD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	165	2	2	2	2	4	177	(5)
Tipo de cambio medio de contrato	1,3883							
USD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	37	3	-	-	-	-	40	-
Tipo de cambio medio de contrato	1,3823	1,3752						
JPY/Euro (2)								
Importe Contrato (JPY)	21	-	-	-	-	-	21	5

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
USD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	199	3	3	3	3	8	219	(3)
Tipo de cambio medio de contrato	1,48	1,27	1,28	1,29	1,30	1,32		

(1) En millones de euros equivalentes

(2) Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

38.3) 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 en la inversión.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

i) Contratos de compra-venta de divisas a plazo

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros, a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
Eur/USD (2)								
Importe Contrato (EUR)	1.678	-	-	-	-	-	1678	124
Tipo de cambio medio de contrato	1,2846							

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
Eur/USD (2)								
Importe Contrato (EUR)	179	-	-	-	-	-	179	(14)
Tipo de cambio medio de contrato	1,59							

(1) En millones de euros equivalentes

(2) Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

ii) Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
Fijo a Fijo								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	342	-	750	700	658	2.450	(195)
Tipo medio a pagar (USD)	-	3,02%	-	4,97%	5,25%	4,95%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	4,42%	-	4,22%	4,41%	4,41%		

Adicionalmente a los instrumentos detallados en el cuadro anterior, el Grupo tiene 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 son considerados especulativos (ver epígrafe 38.4 ii de esta nota). En el momento de la discontinuación su fair value ascendía a 130 millones de euros que se encuentran registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta.

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2007, era el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Fijo a Fijo								
Importe Contrato/nocional (Eur)	-	-	1.175,0	-	750,0	2.200,0	4.125,0	677
Tipo medio a pagar (usd)	-	-	7,16%	-	4,97%	5,26%	-	-
Tipo medio a cobrar (eur)	-	-	6%	-	4,22%	4,52%	-	-

38.4) 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 califican como cobertura contable.

El efecto registrado en la cuenta de resultados de los ejercicios 2008 y 2007, tanto por los instrumentos vivos a 31 de diciembre como por los instrumentos liquidados durante el ejercicio, han ascendido a un ingreso de 86 y 63 millones de euros, respectivamente, registrados en el “Resultado financiero” y a un ingreso de 36 millones de euros en 2008 y a un gasto de 50 millones de euros en 2007 registrados en el “Resultado de explotación”.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

i) Permutas financieras sobre tipos de interés

- 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. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2007 ascendía a 170 millones de euros registrados como pasivo. Estas permutas financieras han sido liquidadas en el ejercicio 2008 y el resultado de la liquidación ha sido un gasto de 0,2 millones de euros.

La pérdida acumulada registrada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” a 31 de diciembre de 2008 y 2007 asciende a 43 y 47 millones de euros, respectivamente y será amortizada a lo largo de la vida de las acciones preferentes que cubrían. El importe de los “Ajustes por cambio de valor” traspasado a resultados en el ejercicio 2008 y 2007 por este concepto ha ascendido a un gasto de 4 millones de euros en cada ejercicio.

- Adicionalmente, el Grupo ha contratado permutas financieras para cubrir

económicamente el riesgo de tipo de interés que no califican como cobertura contable a 31 de diciembre de 2008 con el siguiente desglose:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	-	300	(18)
Tipo medio a pagar (EUR)		6,00%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 3m + 0,51%						

ii) Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS").

Durante 2008 se han discontinuado operaciones de permutas mixtas utilizadas como cobertura de inversión neta por importe de 2.175 millones de euros, de los cuales se cancelaron a lo largo del año operaciones por importe de 1.875 millones de euros.

Las permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés correspondientes a las coberturas discontinuadas que no han sido canceladas en el ejercicio 2008 y que permanecen en los estados financieros del Grupo como derivados especulativos no considerados como cobertura contable son las que se detallan a continuación:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
Fijo a Fijo								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	-	300	121
Tipo medio a pagar (USD)		6,94%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		6,00%						

La valoración a mercado de estos instrumentos financieros hasta el momento de la discontinuación de la cobertura ascendía a 130 millones de euros (ver epígrafe 38.3 ii 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 2008 (9 millones de euros) ha sido registrado como pasivo por instrumentos derivados no considerados como cobertura contable.

iii) Otros contratos a plazo

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de cambio. El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el activo del balance

de situación a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
Euro/USD								
Importe Contrato (EUR)	2.106	-	-	-	-	-	2.106	48
Tipo de cambio medio de contrato	1,3585							
USD/Euro								
Importe Contrato (USD)	1.275	-	-	-	-	-	1.079	(27)
Tipo de cambio medio de contrato	1,3618							
CLP/USD								
Importe contrato (CLP)	47	-	-	-	-	-	47	-
Tipo cambio medio de contrato	643,49							
USD/PEN								
Importe contrato (USD)	18	-	-	-	-	-	18	-
Tipo cambio medio de contrato	3,12							

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Euro/USD								
Importe Contrato (EUR)	625	--	-	-	--	-	625	2
Tipo de cambio medio de contrato	1,47	--	-	-	--	-		
USD/Euro								
Importe Contrato (USD)	213	--	-	-	--	-	213	(3)
Tipo de cambio medio de contrato	1,44	--	-	-	--	-		
Euro/BRL								
Importe contrato (BRL)	11	--	-	-	--	-	11	-
Tipo cambio medio de contrato	3,00	--	-	-	--	-		

(1) En millones de euros.

(2) Repsol YPF compra la primera moneda y vende la segunda.

iv) Equity Swaps

Gas natural ha firmado contratos de Equity Swaps con las entidades UBS Limited, ING Belgium y Société Générale representativas del 9,40% del capital social, sobre un total de 85.886.762 acciones de Unión Fenosa, S.A como subyacente, que permite a Gas Natural liquidar la operación, bien por diferencias (liquidación en efectivo), bien mediante la adquisición de las mencionadas acciones (liquidación física) a partir de la obtención de las autorizaciones necesarias para ello. Cada acuerdo establece un rango de precio máximo

(entre 17,13 y 17,57 euros por acción, en función del acuerdo). El valor razonable registrado en el balance a 31 de diciembre de 2008 por estas operaciones asciende a 11 millones de euros.

v) 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, básicamente futuros y swaps.

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

31 diciembre 2008	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos						Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
Contratos de compra									
WTI	523	523	-	-	-	-	-	523	(1)
NYMEX HHO	42	42	-	-	-	-	-	42	-
IPE GO (*)	113	113	-	-	-	-	-	113	(6)
RBOB	35	35	-	-	-	-	-	35	-
Contratos de venta									
WTI	1.707	1.707	-	-	-	-	-	1.707	-
IPE GO (*)	138	138	-	-	-	-	-	138	-
IPE BRENT	834	834	-	-	-	-	-	834	(2)
NYMEX HHO	570	570	-	-	-	-	-	570	6
Swaps									
WTI	2.600	2.600	-	-	-	-	-	2.600	15
Brent	11.211	11.211	-	-	-	-	-	11.211	(4)
JET	63	63	-	-	-	-	-	63	12
HHO	295	295	-	-	-	-	-	295	-
GO (*)	49	49	-	-	-	-	-	49	-
Propano (*)	50	50	-	-	-	-	-	50	-
Fuel Oil (*)	50	50	-	-	-	-	-	50	-
Nafta (*)	6	6	-	-	-	-	-	6	-

(*) En miles de toneladas

31 diciembre 2007	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos							Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes			
Contratos de compra										
WTI	422	422	-	-	-	-	-	422	2	
NYMEX HHO	37	37	-	-	-	-	-	37	-	
IPE GO (*)	32	32	-	-	-	-	-	32	-	
RBOB	186	186	-	-	-	-	-	186	1	
Contratos de venta										
WTI	441	441	-	-	-	-	-	441	(2)	
IPE GO (*)	47	47	-	-	-	-	-	47	(1)	
RBOB	258	258	-	-	-	-	-	258	(1)	
Swaps										
WTI	3.605	3.605	-	-	-	-	-	3.605	(10)	
Brent	5.695	5.695	-	-	-	-	-	5.695	4	
GO (*)	6	6	-	-	-	-	-	6	-	
Propano (*)	8	8	-	-	-	-	-	8	-	
Premium Unleaded (*)	3	3	-	-	-	-	-	3	-	
Fuel Oil (*)	112	-	22	23	22	23	22	112	-	
Nafta (*)	79	79	-	-	-	-	-	79	2	

(*) En miles de toneladas

Adicionalmente el epígrafe de balance “Otros deudores” incluye 7 millones de euros 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 4.22 de la nota 4.

(39) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

El Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF incluye una metodología de identificación de los aspectos relevantes que permite elaborar anualmente planes de actuación medioambientales que forman parte de la planificación estratégica general del Grupo. En ellos se incluyen las acciones necesarias para dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivados de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplarán 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.

39.1) Activos Ambientales

A 31 de diciembre de 2008, el coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	403	(205)	198
Agua	623	(368)	255
Calidad de productos	1.348	(614)	734
Suelos	238	(69)	169
Ahorro y eficiencia energética	284	(144)	140
Residuos	43	(13)	30
Otros	451	(287)	164
	<u>3.390</u>	<u>(1.700)</u>	<u>1.690</u>

El coste incluye 310 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2008 destacan, como en años anteriores, las requeridas para alcanzar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos exigida en la nueva normativa española y argentina, por un total de 56 millones de euros. Como proyectos singulares en este ámbito cabe mencionar la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con una inversión ambiental de 12 millones de euros.

También han sido significativas las inversiones destinadas a controlar, reducir y/o evitar emisiones contaminantes, destacando entre otras, las destinadas a la protección atmosférica, del medio hídrico y del suelo y las aguas subterráneas. Entre estas cabe señalar, la continuación del desarrollo de la planta de OHP (Oxidación por Hidroperóxido) para el tratamiento de efluentes en la petroquímica de Tarragona (España) con una inversión de 3 millones de euros en 2008.

39.2) 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, y que figuran registrados en el epígrafe “Otras provisiones”.

El movimiento de las provisiones por actuaciones ambientales en el ejercicio 2008 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Saldo a 1 de enero de 2008	178
Dotaciones con cargo a resultados	133
Aplicaciones con abono a resultados	(2)
Cancelación por pago	(69)
Reclasificaciones y otros movimientos	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2008	<u><u>237</u></u>

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” cuyo saldo a 31 de diciembre de 2008 asciende a 826 millones de euros (ver nota 20).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2008 de las provisiones ambientales hay que destacar 110 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 (incluidos también en el importe de provisiones detallado en la nota 37).

Las pólizas de seguros corporativas cubren las responsabilidades civiles por contaminación derivadas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria.

39.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2008 han ascendido a 363 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “otros

gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 208 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2008 (si bien, de acuerdo con lo descrito en la nota 9 el gasto neto por la emisión de CO₂ ha ascendido a aproximadamente 16 millones de euros en 2008, ver notas 9 y 20), así como las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la remediación de suelos y abandonos, la gestión de los residuos y la gestión del agua por importes de 31, 29, 41 y 22 millones de euros, respectivamente.

39.4) 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 energías renovables, la ley 26093 en Argentina, la Resolución SE 785/2005 en Argentina, la modificación de la Directiva Europea 96/61/CE sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC), así como la aplicación de la Ley 26/2007 sobre responsabilidad ambiental y el futuro reglamento que la desarrolla.

En el ámbito del cambio climático, el 12 de diciembre de 2008 se alcanzó por parte del Parlamento Europeo un acuerdo por el que se aprobaba la Directiva de Comercio de Emisiones a partir de 2013. Los principales aspectos a destacar de la Directiva son los siguientes:

- El número de derechos a asignar durante el periodo 2013-2020 se reducirá un 21% respecto a las emisiones de 2005. El techo de asignación anual irá reduciéndose linealmente un 1,74%.
- La asignación gratuita se realizará sobre la base de benchmarking y se irá sustituyendo de forma progresiva por subasta de derechos. El número de derechos a subastar se incrementará de forma lineal desde un 20% en 2013 hasta llegar a un 70% en 2020. Esto afectará a todos los sectores industriales a excepción del sector eléctrico. El 50% de los ingresos procedentes de dichas subastas se invertirán en financiación de planes y medidas de mitigación y medidas de adaptación.
- Más de 300 millones de derechos de la reserva de nuevos entrantes se dedicarán hasta 2015 para financiar proyectos de captura y secuestro de carbono y

proyectos de energías renovables.

- Los sectores industriales determinados por la Comisión Europea como susceptibles de pérdida de competitividad debido a su consumo energético, podrán optar a que se les asigne el 100% de los derechos. Estos sectores tendrán que estar identificados antes de diciembre de 2009.

Por otro lado, en 2006 se aprobó en Argentina la ley 26093, que contempla la incorporación de biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa es obligatoria a partir del cuarto año de entrada en vigor y supone inversiones dirigidas fundamentalmente a la obtención de los biocombustibles, su incorporación a los derivados del petróleo y su distribución logística. La Compañía, desde mediados de 2007, está comercializando el denominado gasoilbio (mezcla de gasoil con biocombustibles) en un número creciente de estaciones de servicio. La proporción de biocombustibles, que actualmente es de un 1%, se irá incrementando para poder cumplir con la exigencia del 5% que establece dicha ley.

Además, en Argentina, en 2005, entró en vigor la Resolución SE 785/2005, referida al control de tanques de almacenamiento aéreo de hidrocarburos. Esta norma, establece la obligación de contratar diversas auditorías para verificar, en esencia, la hermeticidad de dichos tanques y la posible contaminación derivada de los mismos, estableciendo también obligaciones en cuanto a la reparación de aquellos y la remediación de los sitios que pudieran haberse contaminado.

A finales de 2007, la Comisión europea presentó una propuesta de revisión de la Directiva IPPC (Integrated Prevention Pollution Control), la cual continúa en discusión, que amplía el ámbito a otras actividades contaminantes, tales como instalaciones de combustión medianas (entre 20 y 50 MW), establece valores límite de emisión más estrictos para las grandes instalaciones de combustión que antes quedaban fuera de esta Directiva y propone la realización de inspecciones anuales en los centros industriales que comparen los valores emitidos con los establecidos por las Mejores Tecnologías Disponibles. Por otro lado, también se está revisando el BREF (Best available Technologies Reference) de refino en el cual se señala que la Autorización Ambiental Integrada se deberá renovar cada cuatro años.

En España, en octubre 2007 se aprobó la Ley 26/2007 que transpone la Directiva 35/2004 sobre responsabilidad medioambiental. El 23 de Diciembre de 2008 fue publicado el reglamento correspondiente que establece las metodologías relativas a la determinación

de escenarios de riesgos y fijación de costes de reparación que permitan definir coberturas para garantías financieras por responsabilidad medioambiental. La exigibilidad de la constitución de la garantía financiera se determinará por una Orden Ministerial del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino a partir del 30 abril de 2010.

(40) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2008, el importe de los honorarios devengados por el Auditor y su organización por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 7,6 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 y 0,03 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de ambas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(41) HECHOS POSTERIORES

A la fecha de formulación de estas cuentas no existen hechos posteriores que deban ser detallados en esta nota.

ANEXO I - PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2008

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 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	764,3	496,5	0,0	1.478,0
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.	100,00	100,00	5,4	-0,6	62,0	0,0	66,8
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	1,3	0,0	3,2
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	11,3	1,3	0,0	10,5
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	-0,1	0,0	0,0	0,3
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Espectáculos	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,23	100,00	0,1	2,0	3,6	0,0	5,7
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	39,0	89,3	0,0	128,4
RYTTSA Singapur	Islas Caimán	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	-2,0	-0,8	0,0	-2,7
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	128,1	42,2	14,7	0,0	185,1
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	100,1		57,5	-57,5	25,0
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	100,1	19,2	46,5	-57,5	27,1
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	M.P.	22,22	22,22	181,1				40,2
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	M.P.	22,22	100,00	181,1	-81,2	17,0		26,0
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	3,8	3,0	5,7	0,0	12,5
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	54,5	4,1	21,3	0,0	79,9
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	-0,5	0,0	0,1
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	20,7	-20,7	-0,8	0,0	-0,8
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, SA	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,42	100,00	2,0	0,1	0,7	0,0	1,8
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	M.P.	37,50	37,50	1,0	-0,9	0,0	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	0,0	4,0	20,6	0,0	24,6
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	380,8	175,4	0,0	615,0
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	M.P.	100,00	100,00	1,3	-1,9	0,0	0,0	-0,5
National Gaz	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	100,00	100,00	0,4	1,7	0,5	0,0	2,6
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	16,8	6,6	9,4	0,0	27,8
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	-0,1	0,1	0,0	0,3
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	42,50	50,00	0,0	0,8	0,0	0,0	0,3
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de GLP	M.P.	75,73	100,00	0,0	-0,5	0,0	0,0	-0,3
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	6,8	2,4	7,5	0,0	16,8
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	0,0	0,0	0,0
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,6	26,0	11,4	0,0	37,9
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	100,00	100,00	0,0	0,4	0,5	0,0	0,9
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	25,07	25,07	1,0	5,0	0,1	0,0	1,5
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	83,1	40,3	18,5	0,0	141,8
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	60,3	8,7	31,5	-25,5	33,7
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,78	99,78	41,0	4,3	8,7	0,0	53,8
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,62	99,84	0,4	-0,3	0,2	0,0	0,3
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	1,8	1,1	2,8	0,0	5,7
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo	Distribuc. y comercialización de pdots. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	-4,1	-0,7	0,0	7,1
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	7,3	-4,7	-5,9	0,0	-3,3
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	-0,1	-1,2	0,0	-0,3
Vía Red Servicios Logísticos, S.A.	España	Repsol Butano, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	M.P.	99,49	99,49	0,8	-0,3	0,1	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.	96,65	99,76	334,8	549,5	186,6	-90,0	975,9
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de pdots. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	2,6	-0,1	0,0	2,5
Camps 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.	96,65	100,00	8,4	18,0	21,8	0,0	46,6
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de pdots. petrolíferos	M.P.	44,90	45,00	15,1	-6,7	0,6	0,0	4,0
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	M.P.	22,45	22,50	0,1	3,0	0,4	0,0	0,8
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	M.P.	33,18	33,25	0,1	1,2	0,9	0,0	0,7
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	99,78	100,00	0,0	0,8	-0,3	0,0	0,5
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de pdots. petrolíferos	I.G.	69,85	70,00	1,5	0,3	0,3	0,0	1,5
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.	99,78	100,00	7,3	22,0	20,8	0,0	49,9
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	49,89	50,00	39,4	5,7	1,0	0,0	23,0
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de pdots. petrolíferos	I.P.	49,89	50,00	19,8	2,2	0,9	0,0	11,4
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de pdots. petrolíferos	M.P.	14,25	15,00	84,1	287,5	151,6	-280,1	34,6
CLH Aviación, S.A. ⁽³⁾	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de pdots. petrolíferos	M.P.	14,25	100,00	21,7	32,1			7,7
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	15,0	-1,9	0,0	13,3
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de pdots. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	2,4	0,0	0,0	3,2
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de pdots. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	341,8	18,1	0,0	418,9
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de pdots. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	-0,2	0,1	0,0	0,1
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,2	1,2	0,0	2,4
Caiaagete - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	M.P.	50,00	50,00	0,0	0,1	-0,1	0,0	0,0
Abastecimientos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	M.P.	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABAA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	M.P.	25,00	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	28,0	0,9	0,0	32,5

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 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	151,3	122,6	-80,0	49,4
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	58,4	15,0	0,0	19,9
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	302,3	77,5	0,0	379,9
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	437,0	134,0	-70,1	534,3
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de pdtos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	0,0	0,0	0,0	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	1.367,2	345,5	0,0	1.737,3
Repsol LNG Holding, antes se denominaba Repsol EX	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	13,3	-5,1	0,0	10,1
Gas Natural West Africa S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,34	100,00	6,9	0,0	-4,1	0,0	2,0
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	6,6	-1,0	0,0	7,5
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	1,9	-0,6	-12,0	0,0	-10,6
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	4,0	160,1	-38,2	0,0	125,9
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	7,8	924,4	202,2	0,0	1.134,4
Akakus Oil Operations AG/Repsol Oil Operation	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,7	0,3	0,0	2,1
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	110,0	19,6	0,0	134,3
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	25,1	10,9	0,0	36,1
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	M.P.	29,66	29,66	72,2	7,0	3,4	-5,4	-22,9
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	M.P.	29,66	100,00					0,0
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	-0,6	0,3	0,0	1,5
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	15,8	127,0	60,6	0,0	203,4
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	20,00	20,00	1.167,4	15,4	-24,6		231,6
TGP, S.A.	Perú	Perú Pipeline Holding Co. LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	10,00	10,00	149,7	222,0	10,5		38,2
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	-0,1	-16,5	0,0	-16,4
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16,0	7,2	7,3	0,0	30,6
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
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	-2,3	0,0	-2,2
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	M.P.	25,00	25,00	0,0	19,5	-0,1		4,9
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	-1,1	0,0	-0,9
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	-0,6	0,0	0,8
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	0,0	4,1	-16,6	0,0	-12,6
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	246,8	-83,8	-2,9	0,0	160,1
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,9	6,0	0,0	0,0	20,9
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11,8	52,8	2,1	0,0	66,7
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,0	-5,5	-0,9	0,0	-6,4
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,0	-17,4	-4,8	0,0	-11,1
Petroquirique, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	3,9	316,1	141,9	0,0	184,8
Quirique Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	104,1	50,3	0,0	92,8
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	0,0	-1,6	0,0	-1,5
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	879,4	-1.620,8	862,9	0,0	36,4
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG (consolidada	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	121,4	542,4	247,9		273,5
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,5	0,0	0,0	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	401,7	23,1	0,0	650,6
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudi	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	30,00	30,00	229,9	-58,3	-164,9		2,0
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.253,6	-98,2	-22,7	0,0	2.132,8
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	28,5	-0,1	-2,7	0,0	25,7
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.195,1	-105,0	-29,7	0,0	2.060,3
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	7,1	-1,7	-3,1	0,0	2,3
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21,8	-14,8	0,6	0,0	7,7
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Murzuq SA	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	90,1	75,1	15,5	0,0	180,6
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	1,7	-1,0	0,0	1,0
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	105,6	91,6	-54,2	0,0	73,0
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	60,3	1,0	1,1	0,0	31,9
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,4	8,9	7,6	0,0	18,9
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	256,0	1.128,3	145,9	0,0	1.530,3
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	156,8	65,5	0,0	222,3
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	M.P.	20,00	20,00	175,2		330,5	-330,5	35,0
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	20,00	100,00	175,2	111,1	310,7	-330,5	53,3
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,7	350,7	-49,0	0,0	302,3
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,0	-19,8	18,8	0,0	-1,0
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	30,8	171,4	0,0	666,0
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	0,00	8,1	50,1	26,8	0,0	85,0
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	45,6	3,0	0,0	62,2
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE		Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,1	2,9	1,7	0,0	9,7

ANEXO I - PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2008

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 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3,6	-1,3	-0,5	0,0	1,8
Repsol Canada LNG, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	194,0	-62,7	-21,4	0,0	109,9
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	13,7	-3,1	-1,5	0,0	9,1
Repsol Occidental Corporation	Estados Unidos	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	133,5	315,8	-369,3	20,1
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	-8,7	-246,9	0,0	-195,1
Poldiux, 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	-5,8	-8,3	0,0	3,4
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	17,3	-1,4	0,0	18,9
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	M.P.	39,00	39,00	1,8	2,7	4,3	0,0	3,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización ptdos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	20,9	-10,5	0,0	13,6
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización ptdos. químicos	M.P.	49,99	49,99	33,7	16,0	0,6	0,0	25,2
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	M.P.	50,00	50,00	0,1	0,6	0,2	0,0	0,5
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de Productos Petroquímicos	M.P.	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	68,6	-56,5	0,0	315,4
Repsol Electricidade e Calor,ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	M.P.	66,67	66,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,9	0,0	1,5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,0	-2,4	0,0	-1,5
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	24,7	-6,5	0,0	20,6
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./Repsol Exploracion, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	30,85	448,0	4.610,0	992,0	-214,0	1.800,2
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	94,8	22,1	89,1	0,0	63,5
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL)(2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	22,39	72,60	0,1	70,7	119,3	-45,0	32,5
Metragaz, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	22,30	72,30	3,4	0,9	1,0	0,0	1,2
Gas Natural transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	14,9	44,0	8,9	-7,2	18,7
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	26,8	-0,6	-9,2	0,0	5,2
El Andalus LNG SPA (3)	Argelia	Gas Natural Exploración, S.L.		Licuefacción	M.P.	9,87	32,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol-Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Aprovisionamiento y transporte	I.P.	65,42	50,00	2,0	0,1	0,7	0,0	1,8
Gas Natural Soluciones, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	6,2	4,1	3,7	0,0	4,3
Kromschroeder, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	M.P.	13,11	42,50	0,7	10,9	0,1	0,0	1,5
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,79	90,10	6,3	78,6	21,2	0,0	29,5
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	29,30	95,00	26,8	17,4	3,8	0,0	14,1
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	101,0	1.026,7	285,0	-284,3	348,1
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	1,2	0,1	-0,3	0,0	0,3
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,7	-0,1	-0,5	0,0	0,0
Distribuidora eléctrica Navasfrías, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,2	-7,0	0,0	0,0	-2,1
Gas Natural Rioja, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,99	87,50	2,7	8,9	3,5	0,0	4,1
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	3,6	27,1	7,4	0,0	10,6
Gas Galicia SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	19,12	62,00	32,6	7,3	-0,8	0,0	7,5
Gas Natural La Coruña, S.A. (2)	España	Gas Galicia SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,40	56,40	2,3	-0,7	0,6	0,0	0,4
Gas Aragón, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	M.P.	10,80	35,00	5,9	44,4	10,1	0,0	6,5
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holder Gas Natural, S.A.	Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,2	1,3	0,7	0,0	0,7
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	30,85	100,00	19,9	4,3	-3,5	0,0	6,4
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	12,4	41,4	7,5	0,0	18,9
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	1,4	0,1	0,0	0,6
La Energía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	10,7	1,4	1,3	0,0	4,1
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	29,00	94,00	1,2	1,4	0,2	0,0	0,8
UTE La Energía-GNE (2)	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	2,0	0,0	0,1	0,0	0,6
AECOS Hospital Trías i Pujol AIE	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	0,4	-0,4	0,0	0,0	0,0
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	18,50	60,00	1,1	1,8	0,2	0,0	0,6
Tratamiento Almazán, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	27,76	90,00	2,7	-0,1	-0,1	0,0	0,7
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	24,68	80,00	2,0	0,0	0,3	0,0	0,6
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.P.	30,85	100,00	2,4	29,9	4,7	0,0	11,4
Oficina de cambios de suministrador S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)		Servicios	I.P.	6,17	20,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas, electricidad y gestión energética	I.P.	30,85	100,00	2,9	19,6	-17,0	0,0	1,7
UTE GNS-Dalkia Energía	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.		Gestión Energética	I.P.	15,42	50,00	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,85	100,00	32,8	-4,8	-26,0	0,0	0,6
Gas Natural Corporación Eólica, S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,5	5,8	3,7	0,0	4,6
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	20,98	68,00	2,5	0,3	1,0	0,0	0,8
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,12	49,00	6,0	1,9	3,1	0,0	1,7
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	-2,7	2,8	5,1	0,0	1,6
Enervent, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	M.P.	8,02	26,00	2,4	3,7	2,1	0,0	0,7
Buenergía Gas & Power Ltd (2)	I. Cayman	Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)		Sociedad de cartera	I.P.	29,30	95,00	0,1	-43,4	12,5	0,0	-9,0
Ecoeléctrica Holdings Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,65	47,50	63,2	19,4	0,0	-20,4	9,1
Ecoeléctrica Ltd.	I. Cayman	Ecoeléctrica Holdings Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,65	47,50	0,6	0,2	0,0	-0,2	0,1
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica LP Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,65	47,50	63,2	39,6	43,2	-12,1	19,6

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 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Desarrollo de Energías Renovables, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	42,2	128,1	19,7	-10,0	55,5
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Boreas Eólica, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,70	99,50	5,2	5,5	3,3	0,0	4,3
Los Castros, S.A.	España	Boreas Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	10,16	33,10	2,2	0,3	1,5	0,0	0,4
Molinos de Valdebezana, S.A. ⁽²⁾	España	Boreas Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	18,42	59,70	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	M.P.	6,17	20,00	3,1	3,5	2,0	0,0	0,5
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	M.P.	5,55	18,00	1,5	2,2	1,7	0,0	0,3
Boreas Eólica 2, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	27,76	90,00	2,6	4,5	3,1	0,0	2,8
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	9,9	28,6	14,9	-4,0	7,6
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	11,20	36,30	16,5	3,1	7,3	0,0	3,0
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	10,3	8,5	12,9	0,0	4,9
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	10,27	33,30	3,0	2,5	3,8	0,0	1,0
Molinos de Linares, S.A.	España	Molinos de La Rioja, S.A.		Generación Eólica	I.P.	7,71	25,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind SL ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind SL 2 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind SL 3 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind SL 4 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind SL 5 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind SL 6 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Wind Canarias SL ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GN Energy Canarias SL ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. ⁽³⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. ⁽³⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alas Capital & GN, S.A. ⁽³⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	M.P.	12,34	40,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
O Novo Aquilón, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	18,51	60,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	16,66	54,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energy way Producao de energia, LDA ⁽²⁾	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lantarón Energía S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de electricidad	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dawn Energy	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Desarrollo del Cable, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,85	100,00	21,1	20,6	11,9	0,0	16,5
Gas Natural Cantabria SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,88	90,40	3,2	28,0	3,5	0,0	9,7
Gas Natural Murcia SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,81	99,90	24,3	-5,8	-4,0	0,0	4,5
Gas Natural Cegas S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,75	99,70	25,4	68,1	11,7	0,0	32,4
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	14,9	194,8	0,0	56,1
Gas Natural Finance, BV ⁽²⁾	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,85	100,00	0,0	2,0	0,5	0,0	0,8
Holding Gas Natural, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,3	0,2	0,0	0,0	0,2
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	350,7	-205,3	22,6	-9,5	48,9
Gas Natural International, Ltd. ⁽²⁾	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,85	100,00	25,4	11,7	0,6	0,0	11,6
Natural RE, S.A. ⁽²⁾	Luxemburgo	Gas Natural Internacional, Ltd.	Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,85	100,00	3,2	9,1	5,1	0,0	5,4
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V.	México	Gas Natural Internacional, Ltd.		Servicios	I.P.	22,15	71,80	0,0	-0,3	0,0	0,0	-0,1
Pitta Costruzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	6,0	1,3	-0,3	0,0	2,2
Gas Natural Internacional SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	349,5	120,4	1,4	0,0	145,4
Natural Energy, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	24,80	80,40	0,2	-0,3	1,7	0,0	0,4
CEG Rio, S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	18,38	59,60	27,5	19,6	23,5	-12,4	10,7
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	16,72	54,20	164,9	53,4	44,7	-33,3	38,4
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S. ⁽²⁾	Francia	Gas Natural Internacional SDG		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	0,0	1,4	15,3	0,0	5,2
Gas Natural Puerto Rico, INC ⁽²⁾	Puerto Rico	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,8	-0,1	-0,4	0,0	0,1
Invergas, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	22,21	72,00	48,9	60,5	0,0	0,0	24,3
Gas Natural Ban, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	15,55	50,40	214,7	-138,5	11,1	-13,4	11,5
Gas Natural Argentina SDG, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	22,21	72,00	105,0	-23,5	0,0	0,0	18,1
Gas Natural do Brasil S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,84	100,00	0,6	-1,6	-0,2	0,0	-0,4
Gas Natural Serviços, S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	1,9	1,2	1,2	-0,2	1,3
Gas Natural México, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	22,15	71,80	470,7	-204,6	16,9	0,0	62,7
Comercializadora Metrogas S.A. de CV ⁽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.	22,15	71,80	128,1	-77,9	-0,1	0,0	11,1
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Comercializadora Metrogas S.A. de CV		Servicios	I.P.	22,15	71,80	0,0	0,0	-0,3	0,0	-0,1
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de C.V. ⁽²⁾	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	22,30	72,30	0,0	-0,2	0,6	0,0	0,1
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. ⁽²⁾	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	22,15	71,80	6,1	-1,0	1,1	0,0	1,4
Gas Natural Vehicular del Norte A en P ⁽³⁾	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	11,29	36,60	0,7	-0,1	-0,1	0,0	0,1
Transnatural, SRL de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	11,07	35,90	10,4	-14,9	-8,6	0,0	-1,5
CH4 Energía, S.A. de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	11,07	35,90	0,6	1,1	1,4	0,0	0,3
Gas Natural Vendita Italia, SPA ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	5,3	0,6	0,0	2,5
Gas Natural Distribuzione S.p.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera y Distribución de Gas	I.P.	30,85	100,00	4,7	116,1	-1,4	0,0	36,8
Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,5	21,6	-0,1	0,0	6,1

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 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Aragas, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	35,0	0,9	0,0	10,0
Normanna Gas, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	29,2	0,6	0,0	8,3
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi	Italia	Normanna Gas, S.P.A.	Aragas, S.P.A./Gasdoti Azienda Siciliana, S.P.A.	Comercialización de gas	I.P.	27,77	90,00	0,1	1,0	-0,1	0,0	0,3
Gas Natural Italia SpA ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,4	0,1	0,0	0,2
Smedigas, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	19,6	-4,2	0,0	4,9
Gas Natural Rigassificazione Italia, SPA ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,85	100,00	7,4	0,0	0,0	0,0	2,3
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,84	87,00	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1
Natural Servicios, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Instalaciones de gas	I.P.	24,80	80,40	2,1	-0,9	0,4	0,0	0,4
Serviconfort Colombia S.A. ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,2	0,0	0,6	0,0	0,2
Gas Natural, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,23	59,10	10,9	130,2	84,0	0,0	41,0
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	14,13	45,80	1,1	9,5	4,1	0,0	2,1
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,94	32,20	9,2	23,4	9,0	-9,4	3,2
Gas Natural Servicios, Ltd.	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	-0,1	1,3	0,0	0,5
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,93	32,20	1,3	1,3	0,8	0,0	0,3
Portal del Instalador, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural Informática S.A.	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	26,22	85,00	1,3	0,1	0,2	0,0	0,4
Central Anahuac, SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	254,8	-75,6	5,6	0,0	57,0
Controladora del Golfo SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	122,7	0,0	0,0	0,0	37,9
Central Lomas del Real, SA de CV ⁽²⁾	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	37,5	130,5	-5,2	0,0	50,2
Central Saltillo S.A. de C.V. ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	150,7	-43,1	3,9	0,0	34,4
Central Vallehermoso SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	43,4	160,6	-2,4	0,0	62,2
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,6	-0,1	0,0	0,2
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	159,8	-41,6	2,7	0,0	37,3
Gasoducto del Río SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	2,7	6,5	2,4	0,0	3,6
Italmeco S.R.L. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	22,4	-1,1	-1,2	0,0	6,2
Calgas SCARL ⁽²⁾	Italia	Italmeco S.R.L.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	1,7	0,0	0,0	0,0	0,5
Mecogas SRL ⁽²⁾	Italia	Italmeco S.R.L.		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1
Cetraro Distribuzione Gas S.r.l.	Italia	Italmeco S.R.L.		Comercialización de gas	I.P.	18,51	60,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Torre Marenostrum, S.A. ⁽³⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	M.P.	13,88	45,00	5,3	14,4	-0,2	0,0	2,7
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	1,2	-54,3	0,0	0,0	-8,2
Gas Natural Capital Markets, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas doméstico	I.P.	30,85	100,00	4,5	-0,6	1,5	0,0	1,7
Petroleum Oil & Gas España, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	3,9	51,5	-0,3	0,0	17,0
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.		Tratamiento y aprovechamiento del biogas	I.P.	15,36	49,80	1,1	0,0	0,0	0,0	0,2
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	84,04	3.909,8	105,0	660,6	0,0	3.929,2
YPF Internacional, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	118,6	-79,0	-0,6	0,0	32,8
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,7	-0,7	0,0	0,0	0,0
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,0	-3,4	-3,1	0,0	-5,5
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	634,4	-646,4	-98,5	0,0	-92,9
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	84,04	100,00	187,0	-230,9	38,9	0,0	-4,2
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	187,6	-231,6	38,9	0,0	-4,2
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	406,3	-377,1	-135,2	0,0	-89,1
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	1,3	-120,7	-5,3	0,0	-104,8
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	23,3	-28,2	0,0	0,0	-4,1
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	-8,2	-0,3	0,1	0,0	-7,0
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fraccionadora de gas	I.P.	31,94	38,00	145,8	19,3	65,6	0,0	73,7
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	84,04	99,85	28,4	-4,0	22,0	0,0	39,0
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00					
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.		Sociedad de cartera	M.P.	38,10	45,33	64,8	-99,3	-11,6		0,0
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	M.P.	26,67	70,00	119,1	-78,2	5,2	0,0	0,0
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	M.P.	25,21	30,00	8,4	0,3	1,3		2,5
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	M.P.	30,25	36,00	-	-	-		0,0
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. ³⁾	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	30,25	100,00	-	-	-		0,0
Oleoducto Trasandino Chile, S.A. ⁽³⁾	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	30,25	100,00	-	-	-		0,0
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.		Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	30,25	36,00	32,3	-25,6	3,1		2,9
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile	Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	33,13	36,00	10,5	1,6	0,0		4,0
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	M.P.	8,40	10,00	-	-	-		-
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	M.P.	7,35	87,50	-	-	-		-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	M.P.	7,35	87,50	-	-	-		-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (Cayman) S.A.	YPF,S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	M.P.	8,40	10,00	32,4	-18,9	6,1		1,7
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	42,02	50,00	255,8	-39,8	47,3	0,0	110,6
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pptos. petrolíferos	I.P.	42,02	50,00	72,5	59,0	-8,7	0,0	51,6
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	M.P.	27,86	33,15	10,3	16,1	3,1		8,2
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	M.P.	31,09	37,00	79,1	-35,6	-6,8		11,4
Poigas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	42,43	50,49	-	-	-		-

ANEXO I - PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2008

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación	% de Participación	Capital	Reservas	Resultados 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
						Patrimonial	Control (5)					
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	1,8	21,7	8,7	0,0	27,0
AESA Construcciones y Servicios Adicor, S.A.	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	0,8	-0,7	-0,1	0,0	0,0
Gasoducto Oriental, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	-	-	-	-	-
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	M.P.	14,00	16,66	-	-	-	-	-
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	M.P.	36,02	42,86	67,6	-106,5	10,0		-10,4
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	M.P.	33,55	79,83	113,0	-177,1	11,7		-17,6
Repsol YPF Chile, S.A	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	37,82	45,00	20,1	45,2	22,0	0,0	33,0
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	0,0	18,0	-2,5	0,0	15,5
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia/ R.YPF E&P Bo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	722,0	-222,1	104,9	0,0	604,7
Transierra S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	194,7	234,0	168,6	0,0	292,2
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)		Transporte de hidrocarburos	M.P.	21,77	44,50	57,5	25,4	5,4	0,0	19,2
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	95,5	94,2	36,2	0,0	225,9
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia,	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	109,1	79,6	38,1	0,0	226,8
Repsol YPF Brasil, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,7	0,0	0,0	1,6
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.363,7	-394,8	24,4	0,0	993,4
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	24,8	-24,8			0,0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviacion	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol Gas Brasil, S.A.	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,1	0,1	0,0	0,4
Biocarbantes Tarragona	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Distribución de gas	I.P.	49,96	50,00	3,5	8,3	0,7	0,0	6,3
Biocarbantes Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y	I.G.	99,97	100,00	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y	I.G.	100,00	100,00	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5

(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

M.P Método de la participación

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.

ANEXO I - PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación ⁽⁴⁾	31.12.08		01.01.08		
						% Participación Total		Método de Consolidación ⁽⁴⁾	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución de la participación	feb-08	I.G.	84,04	84,04	I.G.	99,04	99,04
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	Disminución de la participación	may-08	I.P.	48,92	48,92	I.G.	50,00	50,00
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	may-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	oct-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Refinaria de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	31,13
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	may-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	sep-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Polívar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S	Baja en el perímetro de consolidación	feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	may-08	-	-	-	P.E.	40,00	40,00
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	nov-08	-	-	-	I.G.	51,00	51,00
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviac	España	Terminales Canarias, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación	nov-08	-	-	-	I.P.	48,33	100,00
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolíferos Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especies	Baja en el perímetro de consolidación	nov-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
	España	Repsol YPF Lubricantes y Especies	Baja en el perímetro de consolidación	dic-08	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro	jul-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviacior	España	Repsol YPF Lubricantes y Especies	Alta en el perímetro	nov-08	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Biocarbantes Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro	dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biocarbantes Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro	dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	feb-08	I.P.	15,36	49,80	-	-	-
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V	Mexico	Gas Natural International, Ltd.	Alta en el perímetro	mar-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Cetraro Distribuzione Gas S.r.l.	Italia	Italmeco S.R.L.	Alta en el perímetro	abr-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
O Novo Aquilón, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables	Alta en el perímetro	jun-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L	España	Desarrollo de Energías Renovables	Alta en el perímetro	jun-08	I.P.	16,66	54,00	-	-	-
Oficina de cambios de suministrador S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.L.	Alta en el perímetro	jun-08	P.E.	6,17	20,00	-	-	-
Dawn Energy	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG	Alta en el perímetro	jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Pitta Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Alta en el perímetro	jul-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural Servicios, Ltd.	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Alta en el perímetro	jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	Aumento de la participación	feb-08	I.P.	72,34	100,00	I.P.	30,85	100,00
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	18,50	60,00	I.P.	13,88	45,00
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. ⁽²⁾	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	29,00	94,00	I.P.	24,68	80,00
Portal del Instalador, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural Informática S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	26,22	85,00	I.P.	33,14	75,00
Alberto Pasqualini REFAP, S.A. ⁽⁶⁾	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Reclasificación a activo no corriente mantenido para la venta	jun-08	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
West Siberian Resources LTD ⁽⁶⁾	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Reclasificación a activo financiero disponible para la venta	abr-08	-	-	-	P.E.	10,00	10,00

(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) 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 I - PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.07			01.01.07		
					Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación	% Participación Total	
					Participación	% de Patrimonial	% de Participación Control (5)	Participación	% de Patrimonial	% de Participación Control (5)
A.I.E. Ciudad Sanitaria Vall d' Hebrón	España	La Energía, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-07	-	-	-	I.P.	25,06	81,25
AECS Hospital Bellvitge AIE	España	La Energía, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	dic-07	-	-	-	I.P.	15,42	50,00
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	dic-07	P.E.	12,34	40,00	-	-	-
Argentine Private Development Company (APDC)	Islas Cayman	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	sep-07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.	Aumento de la participación	dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Burgalesa de Generación Eólica, S.A.	España	Sinia XXI, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	feb-07	-	-	-	P.E.	7,48	24,24
Calgas SCARL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Anahuac, SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Lomas del Real, SA de CV (2)	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Saltillo S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Vallehermoso SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Disminución de la participación	dic-07	P.E.	15,00	15,00	P.E.	25,00	25,00
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Controladora del Golfo SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
El Andaluz LNG Spa.	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Disminución de la participación	dic-07	P.E.	9,87	32,00	I.P.	57,87	80,00
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.	Aumento de la participación	abr-07	I.G.	100,00	100,00	I.G.	48,33	100,00
Gas Natural SDG Argentina, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Alta en el perímetro	oct-07	I.P.	13,67	44,30	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	Alta en el perímetro	nov-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gasoducto del Río SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Energy Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 2 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 3 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 4 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 5 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 6 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Invergas, S.A (2)	Argentina	Gas Natural SDG, S.A.	Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Iradia Climatización AIE	España	Gas Natural Soluciones, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	nov-07	-	-	-	I.P.	30,85	100,00
Italmeco S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-07	-	-	-	P.E.	29,85	29,97
Mecogas SRL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Oleoducto Trasandino Argentino, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Aumento de la participación	dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	Chile	YPF, S.A.	Aumento de la participación	dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Operaciones y Servicios YPF, Ltda.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-07	-	-	-	I.G.	99,99	100,00
Polymed	Argelia	Repsol Química, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	jun-07	-	-	-	P.E.	26,95	26,95
Polymer Technology Inc.	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	nov-07	-	-	-	P.E.	70,00	70,00
Repsol (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	jul-07	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Alta en el perímetro	ene-07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	Alta en el perímetro	sep-07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Termobarrancas	Venezuela	Repsol Exploración S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Termogaucha - Usina Termeléctrica, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	dic-07	-	-	-	I.P.	26,00	26,00
Transportadora Subbrasilera de Gas (TSB)	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Aumento de la participación	abr-07	I.P.	25,00	25,00	I.P.	15,00	15,00
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.	Adquisición	sep-07	I.P.	24,68	80,00	-	-	-
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	abr-07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Alta en el perímetro	dic-07	P.E.	25,00	25,00	-	-	-

(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.

ANEXO II - ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE EN 2008

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30,00%	GIFT	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 UTI	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 Argentina S.A.	Exploración y Producción
Consortio 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
Consortio Yac La Ventana - Rio Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio 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	39,78%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas R	24,46%	Andina S.A.	Compresión de gas
Brasil			
BM-C-33	50,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40,00%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25,00%	Shell	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Desarrollo
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	25,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Calleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Boquerón	63,39%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Casablanca	71,92%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	70,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Montanazo	5,26%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Murcia-Siroco	12,34%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Sestao Knutser	15,43%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
Guinea			
Bloque C	35,00%	Mobil Ecuatorial Guinea, INC	Exploración
Irán			
BKH-II	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
MQE-1	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-3A	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-4N	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
NC115	5,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	3,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Marruecos			
Tanger Larache	48,00%	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
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	Exploración y Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y 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/BPTT Offshores Trinidad	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

ANEXO II - ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE EN 2007

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi chergui	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
M'sari Akabli	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30%	GIFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y producción
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Aguaraque	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd. Sucursal Arge	Exploración y producción
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
Llancaleño	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Exploración y producción
Ramos	15,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Tierra del Fuego	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y producción
Yac La ventana-Rio Tunuyan	60,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Brasil			
BM-C-33	50%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25%	Shell	Exploración
BM-S-44	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10%	Petrobras S.A.	Desarrollo
Bolivia			
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas
Canadá			
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL
Colombia			
Capachos	50%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 14	25%	Petrorient S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
España			
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Boqueron	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Chipiron	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Libia			
NC115	10%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	8%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50%	Petro - Canda Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Perú			
Lotes 56 & 88	10%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración y producción
Trinidad & Tobago			
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y producción
Venezuela			
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores 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.: 32.306 acciones

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 – Houston
Presidente de Brenco – Companhia Brasileira de Energia Renovável.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH)
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 8.765 acciones

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

2008

REPSOL YPF

25 de febrero de 2009

ÍNDICE

Información económico-financiera 4

Entorno macroeconómico	4
Resultados	7
Situación financiera	9
Factores de riesgo del negocio	16

Áreas de negocio 18

Upstream (Exploración y Producción)	18
Resultados	18
Principales actividades por países	18
Descubrimientos	24
Producción	26
Inversiones	27
Gas Natural Licuado (GNL)	28
Resultados	28
Proyectos	29
Transporte y comercialización de GNL	33
Inversiones	33

Downstream (Refino, Marketing, GLP y Química)	35
Resultados	35
Refino	36
Marketing	37
GLP	39
Química	41
Inversiones	42
YPF	44
Gas Natural SDG	52
Áreas corporativas	56
Recursos Humanos	56
Innovación y Tecnología	64
Seguridad y Medio Ambiente	69
Gestión del Conocimiento	74
Calidad	76
Responsabilidad Corporativa	79
Comunicación	83
Política de Marcas	87
Patrocinio Deportivo	90
Contenido adicional del Informe de Gestión	92
Nueva sede de Repsol	103

INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

El 31 de diciembre de 2008 se cerró un ejercicio marcado por la crisis económica y la incertidumbre a escala internacional. El crecimiento económico ya había empezado a ralentizarse en el último trimestre de 2007 debido a las turbulencias en el sistema financiero, que en un principio afectaron a los mercados de crédito estructurado y a sus requerimientos de financiación, pero posteriormente se intensificaron y generaron tensiones en el mercado de crédito, más allá del ámbito de las hipotecas de alto riesgo. Durante 2008, la crisis financiera se hizo más virulenta y los mercados entraron en un ciclo vicioso de desapalancamiento y descenso del precio de los activos que afectó a la economía real a través del relevante deterioro de la confianza y condujo a la recesión a las principales economías avanzadas.

En este contexto, el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima, en sus previsiones de enero de 2009, una reducción en 2008 del crecimiento mundial hasta el 3,4%, frente al 5% alcanzado en los últimos años. Por su parte, las economías avanzadas experimentaron un menor crecimiento en 2008, en torno al 1% (2,7% en 2007), mientras que las economías emergentes y en desarrollo crecieron un 6,3%, y mostraron aún un sólido comportamiento, aunque inferior al 8,3% de 2007. Estas cifras reflejan cómo la crisis financiera afectó en 2008 de forma más intensa a los mercados maduros que a los emergentes, que mostraron una gran resistencia hasta el último trimestre de ese año, punto álgido de las tensiones financieras, con la quiebra del banco de inversión estadounidense Lehman Brothers.

Otra característica importante del contexto macroeconómico en 2008 fue el relevante repunte de la inflación hasta el tercer trimestre, y el posterior descenso brusco, sobre todo como consecuencia de la evolución de los precios de las materias primas, el crudo y los cereales. En 2008, los precios del crudo

continuaron el ciclo alcista iniciado en 2002. El precio medio del barril de Brent se situó en 97 dólares, frente a los 72 dólares registrados en 2007; si bien, mostró una enorme volatilidad, con un valor máximo medio mensual de 133 dólares en julio de 2008 y un valor mínimo medio mensual de 40 dólares en diciembre, como consecuencia de la debilidad de la actividad económica global.

El comportamiento del mercado del petróleo durante 2008 se caracterizó por una altísima volatilidad. La primera mitad del ejercicio comenzó con la inercia alcista de precios iniciada a comienzos de 2007. Los incrementos se sucedían día tras día, desde la media de enero de 92 dólares por barril hasta alcanzar un máximo histórico, tanto en términos nominales como reales, a principios de julio, con una cifra superior a los 145 dólares por barril –caso específico del West Texas Intermediate (WTI)–. Detrás de este incremento de los precios se encontraban distintos factores, tales como: una demanda inelástica a los precios, sobre todo en los países que no pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE); la incertidumbre sobre la capacidad de la oferta para satisfacer la demanda a corto, medio y largo plazo; y el desarrollo de un mercado financiero sensiblemente apalancado en commodities. En agosto se alcanzó un punto de inflexión y la crisis financiera trascendió al mercado del petróleo a través de dos vías: la reducción de la demanda ante el panorama macroeconómico; y un desapalancamiento en el mercado financiero. El precio del crudo descendió a niveles no vistos desde 2004 y alcanzó una media de 99,45 dólares por barril al cierre de 2008.

La moderación de la inflación registrada a partir de agosto de 2008, como consecuencia de la debilidad de la demanda y del descenso de los precios de las commodities, permitió a los bancos centrales actuar de forma coordinada. Éstos redujeron drásticamente los tipos de interés e inyectaron liquidez de forma masiva. Adicionalmente, los gobiernos intervinieron con fondos públicos en la recapitalización de entidades bancarias y en la compra de activos denominados tóxicos, y también coordinaron importantes estímulos fiscales para paliar los adversos efectos de la crisis financiera y su impacto sobre la economía real.

En Estados Unidos, el PIB registró en 2008 un crecimiento del 1,1%, lo que implica una desaceleración desde el 2% de 2007. La crisis, inicialmente concentrada en el sector de la vivienda, se ha expandido al sector manufacturero y está afectando intensamente al consumo privado.

La zona euro, si bien registró un favorable comportamiento en la primera mitad de 2008, también se vio muy afectada por la crisis financiera en el segundo semestre de ese año, con lo que se redujo su crecimiento promedio hasta el 1%, frente al 2,6% de 2007.

En el caso de España, al ajuste inmobiliario iniciado en 2007 se sumó la crisis financiera internacional. Este escenario influyó negativamente en la demanda interna, con lo que 2008 se cerró con un crecimiento del PIB del 1,2%, frente al 3,7% de la última década, después de dos trimestres de retroceso de la economía, algo que no sucedía desde hacía 15 años.

Latinoamérica se benefició en 2008 de los altos precios de las materias primas alcanzados en la primera mitad del año y de una mayor estabilidad macroeconómica, con lo que registrará un crecimiento económico próximo al 4,6%, un punto porcentual inferior al de 2007. No obstante, la última parte de 2008 también se vio afectada por la crisis financiera debido al proceso de desapalancamiento, en un contexto caracterizado por la creciente incertidumbre.

RESULTADOS

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2008 se situó en 2.711 millones de euros, un 15% inferior a la histórica cifra alcanzada en 2007. El resultado de explotación fue de 5.083 millones de euros, frente a los 5.808 millones de 2007, mientras que el EBITDA alcanzó los 8.160 millones de euros, frente a los 8.573 millones obtenidos en 2007. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 2,23 euros.

El ejercicio de 2008 estuvo influido por la alta volatilidad de los precios de los crudos y por la depreciación del tipo medio acumulado del dólar. En este sentido, hay que destacar que hasta mediados de 2008 el precio del crudo en su calidad Brent alcanzó en julio los 145 dólares por barril, para finalizar el año en 41 dólares.

El resultado de explotación del negocio del área de Upstream (Exploración y Producción) se incrementó un 20%, hasta alcanzar los 2.258 millones de euros, reflejando los mayores precios de los crudos de referencia.

El resultado del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) registró un incremento del 17%, hasta los 125 millones de euros, gracias a la mayor actividad y al aumento de los precios, tanto de las principales commodities como del pool eléctrico en España.

Al igual que en ejercicios anteriores, los resultados del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo y Química) reflejaron el liderazgo de Repsol YPF en este negocio. El resultado de explotación del ejercicio recogió la mejora de los márgenes de refino respecto al año anterior. Sin embargo, se vio afectado negativamente por el negocio químico, que sufrió en 2008 una fuerte contracción por la situación económica mundial.

En cuanto a las sociedades participadas por Repsol, YPF tuvo un resultado de explotación de 1.159 millones de euros, lo que supone un descenso del 5,6%

respecto a 2007. El incremento de los precios en el mercado argentino compensó el aumento de los costes, el descenso de las exportaciones y del negocio químico, y la depreciación del peso. Gas Natural SDG mejoró un 7,6% su resultado de explotación, hasta alcanzar los 555 millones de euros. Este incremento del resultado responde al aumento medio de los precios de la electricidad en España en relación al año anterior, así como a la mayor producción eléctrica, a la incorporación de la actividad eléctrica en México y al incremento de la actividad gasista, especialmente en la distribución regulada en Brasil y en el aprovisionamiento y comercialización de gas en mercados liberalizados.

Las cargas financieras del Grupo Repsol YPF en 2008 ascendieron a 372 millones de euros, mientras que el impuesto sobre sociedades devengado en 2008 ascendió a 1.940 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 41,2%.

RESULTADOS DE REPSOL YPF
(En millones de euros)

	2008	2007
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	5.083	5.808
Upstream	2.258	1.882
GNL	125	107
Downstream	1.111	2.204
YPF	1.159	1.228
Gas Natural SDG	555	516
Corporación y otros	(125)	(129)
RESULTADO FINANCIERO	(372)	(224)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS	4.711	5.584
Impuesto sobre beneficios	(1.940)	(2.338)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	66	109
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	2.837	3.355
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(126)	(167)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.711	3.188

SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2008, Repsol YPF mantenía una posición financiera saneada a pesar del complejo entorno macroeconómico del ejercicio. La deuda financiera neta de la compañía se situó en 3.334 millones de euros, lo que supone una reducción de 159 millones respecto al cierre de 2007. Esta disminución se consiguió pese a la consolidación proporcional de la deuda neta de Gas Natural, que aumentó durante el ejercicio debido, sobre todo, a la adquisición parcial de la compañía eléctrica Unión Fenosa.

En el Grupo Repsol YPF, excluyendo Gas Natural, la deuda neta se redujo en 488 millones de euros gracias a que el volumen de EBITDA generado fue superior al importe de las inversiones netas, los dividendos distribuidos y el pago de impuestos.

El tipo de cambio de cierre del dólar se apreció entre el 31 de diciembre de 2007 y la misma fecha de 2008, lo que supuso un incremento nominal de la deuda neta –que en su mayor parte está denominada en esta divisa– en 179 millones de euros.

Repsol aprobó a principios de 2008 su Plan Estratégico 2008-2012, que sirvió de marco para el programa de inversiones del ejercicio. La compañía invirtió 5.586 millones de euros en 2008, montante que se destinó fundamentalmente al desarrollo del campo exploratorio Shenzi, en Estados Unidos, a la construcción de la planta de regasificación de Canaport (Canadá), al proyecto Perú LNG y a actividad exploratoria. El desembolso en inversiones incluye los 517 millones de euros correspondientes a la adquisición parcial, en julio de 2008, de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. También se invirtió en proyectos de refino en curso y en mejoras operativas, en instalaciones, seguridad y medio ambiente, calidad de carburantes y conversión. Cabe destacar que durante 2008 se tomó la decisión final de inversión en el proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena (España).

En el conjunto del año las desinversiones ascendieron a 1.721 millones de euros. El 21 de febrero de 2008, Repsol vendió al Grupo Petersen un 14,9% de las acciones de YPF por un importe de 2.235 millones de dólares, instrumentando un préstamo al comprador por valor de 1.015 millones de dólares. Adicionalmente, en un plazo máximo de cuatro años a partir de esa fecha, el Grupo Petersen podrá ejecutar una opción de compra sobre un porcentaje adicional del 10,1% del capital social de YPF. El Grupo Petersen ya ha ejecutado una opción por el 0,1%.

En línea con la estrategia de desinversión de activos no estratégicos, también se vendieron en 2008 las redes de estaciones de servicio de Repsol en Ecuador y Brasil, así como la participación en la refinería Manguinhos, que se encuentra en este último país.

Los dividendos abonados por Repsol a sus accionistas en 2008 ascendieron a 1.608 millones de euros, de los cuales 1.221 millones de euros se realizaron con cargo a los resultados del ejercicio de 2007 (con un incremento del 39% respecto a la retribución del año anterior) y el resto correspondió a dividendos abonados a accionistas minoritarios de las sociedades filiales de la compañía, principalmente el Grupo Petersen.

Respecto a operaciones sobre acciones propias, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2008, autorizó al Consejo de Administración “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 5% 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 18 meses, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 9 de mayo de 2007.

En virtud de dichas autorizaciones, Repsol adquirió durante el ejercicio de 2008 un total de 12.924.428 acciones propias, representativas del 1,06% del capital de la compañía, por un importe efectivo de 261,73 millones de euros y con un valor nominal de 12,92 millones de euros. Asimismo, Repsol enajenó 695.000 acciones propias, con un valor nominal de 0,69 millones de euros, por un importe efectivo de 17,50 millones de euros. A 31 de diciembre de 2008, Repsol mantenía una posición abierta en acciones propias de 12.229.428 títulos.

Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, un volumen significativo de inversiones financieras, incluidas en los epígrafes de la nota 15 de la Memoria como “Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, “Préstamos y partidas a cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, por importe de 4.625 millones de euros, de los cuales 4.452 corresponden a Repsol, sin incluir Gas Natural. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito no dispuestas por importe de 3.916 millones de euros, de los cuales 3.496 corresponden a Repsol, sin incluir Gas Natural.

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.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a diciembre de 2008 se situó en un 11,9%, con una disminución de 2,9 puntos respecto a diciembre de 2007. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio pasó del 26,4% a diciembre de 2007 al 24,4% al cierre de 2008.

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (Millones de euros)	Ene-Dic 2008
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	3.493
EBITDA	(8.160)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	(1.187)
INVERSIONES	5.586
DESINVERSIONES (1)	(1.721)
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.608
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	179
IMPUESTOS PAGADOS	2.399
OTROS MOVIMIENTOS	1.137
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	3.334

(1) La cifra de desinversiones incluye 690 millones de euros correspondientes al préstamo que se otorgó al Grupo Petersen, dentro de la operación de venta del 14,9% de YPF realizada el 21 de febrero de 2008. Adicionalmente, no se reflejan las desinversiones en activos financieros a largo plazo (14 millones de euros), al no afectar a la variación del endeudamiento neto.

En el cuadro anexo se detalla cómo se determina el importe de la deuda neta reportado a partir de la información de balance de los estados financieros consolidados.

	Millones de euros	
	2008	2007
Pasivos financieros no corrientes	10.315	10.065
Menos Acciones Preferentes (ver nota 19)	(3.524)	(3.418)
Pasivos financieros corrientes	1.788	1.501
Activos financieros no corrientes	(2.466)	(1.650)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 15)	881	138
Otros activos financieros corrientes	(494)	(266)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.891)	(2.585)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 38)	(275)	(292)
Deuda financiera neta	3.334	3.493
Acciones Preferentes (nota 19)	3.524	3.418
Financiación neta (*)	6.858	6.911

(*) Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2008 y 2007 se recogen 721 y 632 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 31 y 61 millones de euros en el epígrafe “Otros acreedores” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

Notas de las cuentas anuales consolidadas de 2008

Gestión de riesgos financieros y definición de cobertura

Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos asociados a los instrumentos financieros a los que está expuesto el Grupo. Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de 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 YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello, viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.916 y 4.132 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

Riesgo de crédito

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 5.758 y 7.103 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente, y se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas. Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar, por lo que la exposición se encuentra distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

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.

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tenía garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.460 millones de euros, habiéndose ejecutado garantías recibidas por un importe de 10 millones de euros. A 31 de diciembre de 2007, esta cifra se situó en 1.949 millones de euros, siendo ejecutadas garantías por importe de 19 millones de euros.

La nota 5 de las Cuentas Anuales contiene detalles adicionales sobre los riesgos asociados a los instrumentos financieros utilizados por el Grupo y en la nota 38 se describen los instrumentos financieros de cobertura.

FACTORES DE RIESGO DEL NEGOCIO

Las actividades del Grupo Repsol YPF se desarrollan en un entorno en el que existen riesgos derivados tanto de factores exclusivos del Grupo como de factores exógenos que son comunes a cualquier empresa de su sector. Estos riesgos podrían afectar al negocio, a las operaciones, a los resultados y a la situación financiera de Repsol YPF. Adicionalmente, futuros riesgos, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes, podrían influir en el negocio de la compañía.

Riesgo de tipo de cambio

Los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio, fundamentalmente del dólar frente al euro, debido a que una parte sustancial de los ingresos están denominados o indexados al dólar, mientras que sólo alguno de los gastos están denominados o indexados a dicha moneda. Repsol YPF contrata derivados de tipo de cambio para mitigar el riesgo del componente dólar del resultado.

La compañía también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras en dólares. Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

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.

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.

Riesgos regulatorios

La industria del petróleo y del gas está sujeta a una extensa regulación e intervención gubernamental en materias tales como los permisos exploratorios y de producción, la imposición de obligaciones contractuales específicas para perforación y exploración, restricciones a la producción, controles de precios, desinversión de activos, controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o cancelación de los derechos contractuales. Esta regulación y legislación es aplicable virtualmente a todas las operaciones de Repsol YPF en los países en los que desarrolla sus actividades. Adicionalmente, esta legislación y regulación puede cambiar en el futuro.

Asimismo, el Grupo Repsol YPF está sujeto a requisitos legales ambientales cada vez más exigentes en prácticamente todos los países en los que opera, que afectan a las operaciones de la compañía en temas tales como la calidad ambiental de los productos, las emisiones al aire y el cambio climático, los vertidos al agua y la gestión de las aguas subterráneas, así como la generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de los residuos. Estos requisitos han tenido y continuarán teniendo un impacto sustancial en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones. Por ello, la compañía ha realizado y realizará en el futuro las inversiones necesarias para su cumplimiento.

ÁREAS DE NEGOCIO

UPSTREAM (EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN)

Resultados

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2008 fue de 2.258 millones de euros, frente a los 1.882 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 20%. El EBITDA ascendió a 2.864 millones de euros, frente a los 2.631 millones de 2007. La mejora del resultado se debió, principalmente, al incremento de los ingresos como consecuencia de los mayores precios medios de realización.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 87,3 US\$/barril (59,3 €/barril), frente a los 61,5 US\$/barril (44,8 €/barril) de 2007. El precio medio del gas se situó en los 4,2 dólares por mil pies cúbicos, con un aumento del 37% respecto al del ejercicio anterior. Estos incrementos están ligados al aumento de los precios de referencia de los mercados internacionales. El petróleo fue uno de los máximos protagonistas del panorama económico de 2008: tras empezar el año con fuerza, su precio inició una escalada que le llevó al récord histórico de los 147 \$/bbl. A continuación y de modo vertiginoso, se derrumbó por debajo de los 40 \$/bbl en diciembre.

El coste de extracción (*lifting cost*) alcanzó los 2,24 US\$/bbl. Esta cifra representa un alza del 1,8% en comparación con los 2,20 US\$/bbl de 2007, tendencia que se atribuye al descenso de la producción, sobre todo como consecuencia de la desconsolidación de Andina en Bolivia y a la finalización de las operaciones en Dubai. En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2003-2008 fue de 10,9 US\$/barril.

Principales actividades por países

Durante el año 2008 se avanzó significativamente en el proceso de consolidación del negocio de Upstream en áreas clave para la compañía, como

el Golfo de México (Estados Unidos), Brasil, Perú, el norte de África y Trinidad y Tobago. Como refuerzo de la estrategia definida por Repsol de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, en 2008 se dieron los primeros pasos para el inicio de actividades en Canadá y Noruega. El objetivo de todo ello es asegurar el crecimiento orgánico, maximizando la rentabilidad de los activos y el aumento de la producción y de las reservas para el período 2008-2012.

Estados Unidos

Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del **Golfo de México** estadounidense en los últimos tres años con la participación en el importante proyecto de desarrollo de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

La compañía tiene un 28% de participación en el campo Shenzi, uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México, que en la actualidad se encuentra en la fase final de desarrollo. El proyecto avanza según el calendario previsto y se espera su entrada en producción en el segundo trimestre de 2009.

En la Ronda Exploratoria 206 llevada a cabo en el Golfo de México a principios de 2008, Repsol obtuvo 32 nuevos bloques exploratorios, que junto a los logrados en los últimos años, conforman una sólida cartera de proyectos exploratorios. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

África

Repsol tiene una importante presencia en el **norte de África**, centrada en Libia y Argelia, países donde cuenta con significativos proyectos en marcha que garantizan un crecimiento sostenido y rentable para los próximos años.

En **Libia**, en junio de 2008 entró en producción el campo "I/R", situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos

participados por Repsol. El campo "I/R", descubierto en 2006, es uno de los mayores hallazgos exploratorios logrados por la compañía en su historia y el más importante en Libia de la última década. Tiene un potencial de producción de 90.000 barriles/día y su desarrollo permite incrementar significativamente las reservas y la producción de la compañía en este país. El campo "I/R" es uno de los diez proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A finales de 2008 la compañía nacional libia NOC aprobó los planes de desarrollo presentados para los campos "J" y "K" del bloque NC186 (Repsol, Total, OMV y StatoilHydro). En la primera mitad de 2009 se espera recibir también la aprobación del plan de desarrollo del campo "E" del bloque NC-200 (Repsol y OMV), lo que permitirá la puesta en producción de estos tres nuevos campos. Asimismo, en 2008 se logró un nuevo descubrimiento exploratorio en el bloque NC186 con el sondeo Y1.

El 17 de julio, Repsol y NOC, la compañía nacional de petróleo de Libia, firmaron un nuevo acuerdo por el que se amplían hasta 2032 sus contratos de exploración y producción de petróleo en ese país. El nuevo acuerdo extiende la duración de los contratos de los bloques NC115 y NC186, en la prolífica cuenca de Murzuq, hasta el año 2032. Esto representa quince años adicionales en el contrato del bloque NC115, y otros cinco o nueve años, según los campos, en el bloque NC186. El acuerdo asegura a Repsol la explotación de los cuantiosos recursos descubiertos en ambos bloques, en los que también se amplían en cinco años las licencias de exploración.

En **Argelia** se realizaron en 2008 dos nuevos descubrimientos de gas en la cuenca de Reggane, en el bloque 351c-352c operado por Repsol. Estos hallazgos se unen a los logrados en el mismo bloque en años anteriores. Se espera obtener, por parte de Sonatrach, la declaración de comercialidad de Reggane en 2009, lo que permitirá iniciar el desarrollo de este importante proyecto de gas. También se produjeron en ese país otros dos descubrimientos exploratorios en el bloque M'Sari Akabli, también operado por Repsol.

Latinoamérica

Brasil es una de las principales áreas de crecimiento futuro de Repsol, la primera compañía privada en dominio minero exploratorio offshore de las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, con un total de 21 bloques exploratorios (en 11 de ellos es la empresa operadora).

Repsol tiene una participación del 10% en el campo Albacora Leste (cuenca de Santos), en producción desde abril de 2006. Este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil produjo en 2008 en torno a 140.000 barriles/día y tiene unas reservas probadas y probables de crudo de más de 400 millones de barriles.

En el segundo trimestre de 2008 se produjo en aguas profundas de Brasil un nuevo e importante descubrimiento en el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con el sondeo Guará. Este hallazgo se une al del campo Carioca, localizado a finales de 2007 y situado en el mismo bloque. Ambos yacimientos tienen un alto potencial de recursos de petróleo de gran calidad, según las primeras evaluaciones. Esta zona del offshore brasileño se está conformando como una de las de mayor potencial en aguas profundas del mundo.

Los descubrimientos exploratorios en el bloque BM-S-9 refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream. En 2009 se llevarán a cabo dos sondeos adicionales en este bloque.

En **Bolivia**, en mayo de 2008, se firmó un acuerdo con la compañía boliviana YPFB para la venta del 1,08% del capital social de la compañía Andina. Tras esta operación, el accionariado de Andina se reparte entre YPFB (51,08%) y Repsol E&P Bolivia (48,92%). Asimismo, en octubre de 2008 se suscribió el Acuerdo de Accionistas, que regula la administración, funcionamiento y gobierno de la sociedad. Este acuerdo entró en vigor en noviembre de 2008.

En **Trinidad y Tobago**, Repsol es 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, en la que Repsol participa con un 30%, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2008 alcanzó una producción media diaria de más de 460.000 barriles equivalentes de petróleo.

En el cuarto trimestre de 2008 se completó el proyecto Teak Blow Down de compresión de gas para ventas al mercado interno, con un aumento de producción de gas de 700.000 m³/día a partir de enero de 2009.

En el cuarto trimestre de 2007 entraron en producción los campos de bpTT Mango y Cashima, lo que posibilitó un aumento de la producción en 2008 y de la disponibilidad de gas para el tren 4 de la planta de licuación de Atlantic LNG, en el que Repsol participa con el 22,22%.

En **Perú** continuaron en 2008 los trabajos para el completo desarrollo del yacimiento Camisea (bloques 56 y 88), en el que Repsol participa con el 10%. Estos bloques abastecerán de gas natural a la futura planta de gas natural licuado del proyecto Perú LNG, que se prevé que esté operativa en 2010 y en la que Repsol participa con un 20%. En el bloque 88 se están desarrollando dos yacimientos –San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari– y en el bloque 56, el de Pagoreni, que inició su producción en septiembre de 2008.

También en Perú, Repsol realizó en enero de 2008 un importante descubrimiento exploratorio con el sondeo Kinteroni, en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 km del yacimiento de gas y condensado de Camisea. En el pozo Kinteroni quedó demostrada la presencia de gas y condensado, con un significativo potencial de recursos que en la actualidad está en fase de definición. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora del mismo.

En **Colombia**, en abril de 2008, se puso en producción el campo Capachos Sur, en el bloque Capachos. Éste está participado al 100% por Repsol, tiene una superficie de 259 km² y se encuentra en la cuenca de Llanos.

Alaska y Canadá

En el primer trimestre de 2008 Repsol obtuvo 93 bloques en **Alaska** en la ronda exploratoria 193. Estos bloques offshore se encuentran en el Mar de Chukchi y abarcan una superficie de 2.139 km². En esta zona, poco explorada y con un alto potencial de recursos por descubrir, el objetivo de la compañía es crear una amplia cartera de proyectos. En ese sentido, ya en julio de 2007 Repsol llegó a un acuerdo con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC para explorar 71 bloques offshore adyacentes en el Mar de Beaufort, al norte de la prolífica bahía de Prudhoe y de los campos de crudo de Kuparuk. Repsol participa en estos bloques con un 20%.

En **Canadá**, Repsol obtuvo mediante concurso a finales de 2008 los derechos de exploración sobre tres bloques 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. En estos bloques, que suman una superficie de 4.000 km², Repsol tiene como socios a las compañías canadienses Husky Oil y Petro-Canada. Esta adjudicación es un nuevo paso adelante en los planes de la empresa de incrementar su presencia en la actividad de exploración y producción de gas y petróleo en países de la OCDE.

Europa

En **Noruega**, también en línea con la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, se firmó en septiembre de 2008 un acuerdo con la compañía noruega Det Norske Oljeselskap ASA (Det Norske) para el estudio conjunto de las áreas ofertadas en la Ronda Exploratoria 20. Repsol participa en este proyecto con un 40%, mientras que el 60% restante pertenece a Det Norske. En noviembre se presentó una oferta conjunta por cuatro bloques. Repsol también presentó una oferta al 100% por otros tres bloques. El resultado final de la ronda se espera conocer a lo largo de 2009.

También en Noruega, Repsol, junto con Det Norske, Bayerngas y Svenska, presentó en octubre de 2008 una oferta por cuatro bloques entre los campos Njord y Draugen (Mar de Noruega), en la Ronda APA 2008 (Award of Predefined Areas). El resultado de la misma se conocerá también en 2009.

Descubrimientos

Repsol logró en 2008 un total de 10 nuevos descubrimientos exploratorios que se localizan en Brasil, Perú, Argelia, Colombia y Libia.

En **Brasil**, Repsol descubrió en junio de 2008 un segundo campo de petróleo en aguas profundas de la cuenca de Santos. El nuevo yacimiento, denominado Guará, está situado en el bloque BM-S-9 y es contiguo al campo Carioca, descubierto a finales de 2007, también en este bloque. Ambos contienen un elevado potencial de recursos de petróleo de alta calidad, según las primeras evaluaciones y confirman a esta cuenca como una de las áreas de mayor potencial en aguas profundas a nivel mundial.

En el nuevo yacimiento de Guará, descubierto por el consorcio formado por Petrobras (45% y operadora), BG (30%) y Repsol (25%) a 310 km de la costa del estado de Sao Paulo, se probó la presencia de petróleo ligero de densidades en torno a los 28° API, a una profundidad de 5.000 metros, con una lámina de agua de más de 2.000 metros.

Repsol y sus socios en el bloque continuarán realizando en 2009 las actividades y las inversiones necesarias con el objetivo de definir con mayor precisión las dimensiones exactas de los yacimientos de Carioca y Guará, así como su futuro plan de desarrollo. En concreto, en 2009 se perforarán dos sondeos adicionales y se llevará a cabo una prueba de producción en el sondeo Guará. El desarrollo de estos proyectos en aguas profundas de la cuenca de Santos es una de las diez iniciativas clave de crecimiento contempladas por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A principios de 2009 se produjeron también en Brasil dos importantes descubrimientos de gas en aguas profundas de la cuenca de Santos en los yacimientos Pialamba y Panoramix.

En **Perú** se produjo en enero de 2008 un importante descubrimiento exploratorio en el bloque 57, ubicado en el departamento de Cuzco, en el pozo exploratorio Kinteroni. Repsol es el operador del consorcio que explotará el

campo, con una participación del 53,84% (el 46,16% restante pertenece a Petrobras). Las primeras pruebas de producción registraron caudales de un millón de metros cúbicos de gas diarios (0,365 bcm/año) y 198 metros cúbicos por día de hidrocarburos líquidos asociados (72.270 m³/año). Para poder establecer un plan de comercialidad y desarrollo del descubrimiento se llevará a cabo una campaña sísmica de 3D sobre la estructura de Kinteroni y se perforarán varios pozos de delineación y exploratorios en el bloque. Todo ello permitirá una evaluación más precisa de los recursos descubiertos, que de manera preliminar, se estiman en torno a 2TCF (56 bcm).

Kinteroni está próximo al yacimiento de gas de Camisea, en los bloques 56 y 88, donde Repsol participa con el 10%, y que abastecerá a uno de los grandes proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) de la compañía: Perú LNG.

En **Argelia**, en el bloque 351c-352c (Reggane Nord), situado en la cuenca de Reggane, se produjeron dos nuevos descubrimientos exploratorios con los sondeos AZSE-2 (Azrafil SE) y KLS-1 (Kahlouche S). Repsol, con una participación del 33,75%, es el operador del consorcio, junto con la compañía nacional argelina Sonatrach (25%), la alemana RWE Dea (22,5%) y la italiana Edison (18,75%). El bloque, situado en el centro-sur del Sáhara argelino, abarca una extensa área de 4.682 km². Este descubrimiento se une a los cuatro logrados en el mismo bloque, el primero en 2005 (sondeo Reggane 5), otros dos en 2006 (con los sondeos Sali 1 y Kahlouche-2) y el último en 2007 (con el sondeo Reggane 6).

En ese mismo país norteafricano también se lograron otros dos descubrimientos exploratorios en el bloque M'Sari Akabli con los sondeos TGFO-1 y OTLH-2 (Oued Talha). Con una participación del 33,75%, Repsol es el operador de este bloque, que abarca una superficie total de 8.103 km².

A principios de 2009 se anunció un descubrimiento en el área de Gassi Chergui con el sondeo AL-2, realizado en la cuenca de Berkine.

En **Colombia** se realizaron tres nuevos descubrimientos. Dos de ellos con los sondeos Cosecha Z y Cosecha Y Norte, en el Bloque Cosecha de la cuenca de Llanos Orientales, donde Repsol tiene una participación del 25% y Oxy es la compañía operadora, con el 75%. El bloque Cosecha tiene una superficie de 2.856 km². El tercer descubrimiento se produjo con el sondeo Capachos Sur 1, en el bloque Capachos, en el que Repsol es el operador, con una participación del 100%.

En **Libia**, a principios de 2008, se materializó un nuevo descubrimiento exploratorio en el prolífico bloque NC186 con el sondeo Y1. Este bloque se encuentra en la cuenca de Murzuq, tiene una superficie total de 4.295 km² y está operado por Repsol, con una participación del 32%.

En aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, se produjo a principios de 2009 un gran descubrimiento de petróleo con el sondeo Buckskin, situado en el área de Keathley Canyon, a 300 kilómetros de la costa de Houston. Repsol es el operador exploratorio del consorcio descubridor de este nuevo yacimiento, en el que se ha descubierto una columna de hidrocarburos de cerca de 100 metros, que se estima puede ser superior en la culminación de la estructura. El nuevo pozo tiene una profundidad de unos 10.000 metros, con una lámina de agua de 2.000 metros.

Producción

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 333.721 barriles equivalentes de petróleo/día en 2008, lo que supone un descenso del 14,6% respecto a 2007. Los niveles de producción, deducidas las variaciones contractuales de Dubai (5.000 bep/día), Venezuela (2.300 bep/día) y Bolivia (47.700 bep/día), fueron similares a los del ejercicio anterior. La producción se incrementó sobre todo en Estados Unidos (1.200 bep/día) gracias a la puesta en producción de nuevos pozos en el campo Shenzi; en Trinidad y Tobago (3.800 bep/día); y en Perú (1.900 bep/día), donde se inició la producción del campo Pagoreni, en el bloque 56.

Inversiones

El área de negocio de Upstream invirtió en 2008 un total de 1.184 millones de euros, lo que supone un descenso del 18% respecto a los 1.439 millones de 2007. El desembolso se destinó sobre todo al desarrollo del campo Shenzi, en Estados Unidos, y a las actividades de exploración en el norte de África, Brasil y el Golfo de México.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Resultados

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2008 fue de 125 millones de euros, frente a los 107 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 17%. El EBITDA ascendió a 173 millones de euros, frente a 146 millones de 2007.

El año 2008 estuvo marcado por la evolución alcista de los precios de las principales commodities en el primer semestre, y por un comportamiento opuesto en el segundo semestre. Durante 2007 y la primera parte de 2008, los precios del gas natural aumentaron en todos los mercados debido a precios récord del crudo, una creciente demanda tanto en mercados nuevos como en los ya establecidos, e importantes retrasos en las inversiones. Durante este período los altos precios no frenaron las demandas de los grandes mercados importadores, como España y los países asiáticos, que continuaron con una marcada tendencia alcista en la primera mitad del año. Sin embargo, la crisis financiera mundial y la retracción de la demanda provocaron la reversión de este comportamiento en el segundo semestre del año y posicionaron los precios a niveles de hace varios años.

La cotización media en el primer semestre de 2008 del Henry Hub, el principal índice de referencia del gas natural, fue de 10,1 \$/MBtu, un 36,5% superior a la del mismo período de 2007, mientras que la de todo el año descendió a 8,9 \$/MBtu, lo que supone un alza del 25,3% respecto al ejercicio anterior. Adicionalmente a los altos precios del primer semestre, cabe destacar en 2008 el premium pagado por el mercado asiático, con precios ligados a productos petrolíferos, frente al mercado europeo y norteamericano, lo que propició que la industria desviase cargamentos de la cuenca pacífica y atlántica a dicho mercado, al ser éste más rentable.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio acumulado del pool eléctrico español de 2008 fue de 64,4 €/MWh, un 63,9% superior al registrado en 2007. Este incremento se atribuye, entre otros aspectos, a una

mayor demanda, al aumento de los precios internacionales de las commodities y al coste superior de los derechos de emisiones de CO₂. El volumen de contratación en el mercado diario en el sistema eléctrico español fue muy superior: 232 TWh en 2008, frente a los 200 TWh de 2007.

Por otro lado, los resultados de los negocios que componen el área de GNL se generan fundamentalmente en dólares americanos. La depreciación del tipo de cambio medio de esta divisa frente al euro, del 7,4% respecto al año pasado, tuvo un efecto negativo en el resultado de 2008.

Proyectos

En el área de GNL, Repsol viene desarrollando una política que refuerza su posición competitiva en este negocio, clave para su crecimiento a medio y largo plazo.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de **Trinidad y Tobago**, donde participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación de 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 5,4 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 (unos 3,2 millones de toneladas/año).

Repsol participa, junto con Irving Oil, en el proyecto **Canaport**, que consiste en la construcción y operación de la primera planta de regasificación de GNL en 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, ampliable a 2.000 millones de pies cúbicos/día), la terminal de

Canaport es una de la mayores de Norteamérica y abastecerá a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol, con una participación del 75%, será el operador de la planta y suministrará el GNL que alimentará la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. Está previsto que la planta entre en funcionamiento en el primer semestre de 2009.

Los trabajos de construcción de la planta siguieron en 2008 su curso según lo previsto. El grado de avance de la parte terrestre del proyecto es del 92% para los dos tanques del proyecto original, y del 72% para el tercer tanque, aprobado con posterioridad por el consorcio y que permitirá recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento. La construcción de la terminal marítima prácticamente ha concluido. Asimismo, los gasoductos en New Brunswick (Canadá) y Maine (Estados Unidos) están preparados para transportar el gas natural que se reciba en la planta de Canaport a los mercados del noreste de Norteamérica.

Repsol ha comenzado en 2008 la actividad de marketing en la zona de Nueva Inglaterra y del noreste de Estados Unidos. Dichos mercados se verán fuertemente expandidos en 2009, tras la entrada en funcionamiento de la terminal de Canaport. Adicionalmente, se comercializará el gas procedente de la actividad de exploración y producción de Repsol en el Golfo de México.

En Perú se está desarrollando el proyecto integrado de gas natural licuado **Perú LNG**, una de las grandes iniciativas del Plan Estratégico 2008-2012, junto con Canaport, clave para el crecimiento de la compañía. Repsol participa desde 2005 en el proyecto con un 20% y cuenta como socios con Hunt Oil (50%), SK (20%) y Marubeni (10%).

El proyecto Perú LNG incluye la construcción y operación de una planta de licuación en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. El suministro de gas natural a la planta procederá del consorcio Camisea, también participado por Repsol.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación, prevista en más de 4,5 millones de toneladas al año. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Perú LNG tendrá 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 las costas mexicanas 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 Perú LNG.

A finales de 2008, los trabajos de construcción de la parte terrestre de la planta de licuación acumulaban un grado de avance del 68%, después de progresar un 41% en el conjunto del año. El grado de progreso de las instalaciones marinas es del 72% y el gasoducto acumula un avance del 62%. Se prevé que esta planta entre en funcionamiento a mediados de 2010. En diciembre de 2007 se establecieron los acuerdos para la financiación del proyecto y el 26 de junio de 2008 se cerró la misma. El primer desembolso de la financiación externa se realizó en noviembre de 2008.

En **España**, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG). Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 m³, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 m³ y capacidad de vaporización de 800.000 Nm³/hora. BBG actúa como operador de esta planta, que cuenta con capacidad para regasificar 7 bcma, forma parte del sistema gasista español y es remunerada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a través de tarifas, peajes y *fees*. La planta está situada en el puerto de Bilbao y cuenta

con otros tres socios (BP, EVE e Iberdrola) que tienen una participación del 25% cada uno. En la actualidad, se está evaluando su ampliación con la construcción de un tercer tanque, también de 150.000 m³, y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 Nm³/hora. Durante 2008 la planta de regasificación tuvo una disponibilidad del 96% y un factor de carga superior al 68%, ambos parámetros por encima de los de 2007 y de la media en España, donde el factor de carga promedio es del 52%.

Asimismo, 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 en su consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación está situada en el puerto de Bilbao y cuenta con los mismos socios que BBG. En 2008 la central alcanzó una disponibilidad del 97% y un factor de carga superior al 66%, ambos parámetros por encima de los de 2007.

En Irán, Repsol y Shell, junto con NIOC, continúan los trabajos para desarrollar el proyecto integrado de gas **Persian LNG**. La decisión final de inversión sobre la planta de licuación aún no ha sido tomada.

En diciembre de 2007 Repsol y Gas Natural firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (SONAGAS) para llevar a cabo los primeros 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. El contrato de servicios y el decreto ley de la concesión de las áreas de interés fueron aprobados por el Consejo de Ministros del Gobierno de Angola en julio de 2008 y todavía se está pendiente de su ratificación por parte de la Asamblea Nacional. Durante 2008 se avanzó en la obtención y estudio de la sísmica, entre otros cometidos, y se prevé la perforación de un pozo en 2009.

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 un total de 11 metaneros. En 2008 Repsol comercializó, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 4,7 bcm y gestionó un total de 65 cargamentos procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago y con destino principal a España.

En cuanto a la flota al cierre de 2008, Repsol posee tres metaneros bajo la modalidad de *time charter*, con una capacidad total de 416.700 m³, así como un cuarto, el Sestao-Knutsen, que puede transportar hasta 138.000 m³ de gas y cuya propiedad está compartida al 50% entre Repsol y Gas Natural. A principios del segundo semestre de 2009 la flota se ampliará con el nuevo metanero Ibérica Knutsen, que también estará compartido al 50% con Gas Natural.

Adicionalmente, Repsol firmó en 2007 la contratación, bajo la modalidad de *time charter*, de cuatro nuevos buques para el transporte de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques, que empezarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 173.000 m³ de GNL cada uno e incorporarán las últimas tecnologías existentes. Su destino principal será el transporte de las cantidades asociadas al contrato entre Repsol y Perú LNG.

Inversiones

El área de negocio de GNL invirtió en 2008 un total de 242 millones de euros, lo que supone un descenso del 37% respecto a los 387 millones de 2007. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción de la terminal de regasificación de Canaport (Canadá) y al proyecto de licuación de Perú LNG. Este último ha sido financiado mediante aportes de capital de los socios hasta noviembre de 2008, momento en el que se produjo el primer desembolso de la financiación externa.

MAGNITUDES OPERATIVAS	2006	2007	2008	2008 / 2007 % variación
Producción neta de GNL (*) (Bcma)				
Trinidad	3,0	3,3	3,5	4,7
(*) Equity gas: no se incluye producción de GNL de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia.				
Comercialización de GNL				
Cargamentos (nº)	42	66	65	(1)
Volumen comercializado (Bcma)	3,2	4,5	4,7	4,2

Factor de conversión: 1 Bcma = 39,68 TBtu.

DOWNSTREAM (REFINO, MARKETING, GLP Y QUÍMICA)

Resultados

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.111 millones de euros, lo que supone un descenso del 49,6% respecto a los 2.204 millones del ejercicio de 2007. Esta reducción se debió fundamentalmente a las siguientes causas:

- a) Los menores resultados no recurrentes por un valor de 329 millones de euros, motivados en su mayoría por las plusvalías de la venta del 10% de CLH en 2007 (315 millones de euros).
- b) La tendencia negativa del efecto contable de los inventarios de materias primas y productos (-495 millones de euros), frente al efecto positivo de 2007 (234 millones de euros).
- c) La caída del resultado del negocio químico (-352 millones de euros) en comparación con 2007 (100 millones de euros) por las menores ventas (16,4%) derivadas de la contracción de la demanda y de la reducción de stocks en la cadena de transformación y distribución; y por los menores márgenes, afectados por el alto precio de la nafta en el primer semestre y por la venta y depreciación de stocks en el segundo semestre.

Sin tener en cuenta el efecto de los resultados no recurrentes y el de la valoración de inventarios en los dos últimos ejercicios, el descenso habría sido del 2,1%, desde los 1.656 millones de euros de 2007 hasta los 1.622 millones de 2008.

Eliminando también la aportación del negocio químico en ambos años, el resultado habría aumentado un 22,7%, desde los 1.565 millones de euros de 2007 hasta los 1.920 millones de 2008, lo que refleja el buen comportamiento del resto de los negocios de Downstream (Refino, Marketing, GLP y Trading)

en relación a 2007 (en bases comparables, sin tener en cuenta los efectos de los no recurrentes y de los inventarios).

Refino

Durante 2008 la capacidad de las cinco refinerías de Repsol en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona) aumentó en 30.000 bbl/día gracias a inversiones destinadas a consolidar su capacidad. Esto ha permitido pasar de una capacidad instalada en España de 740.000 bbl/día a 770.000 bbl/día. En la refinería La Pampilla (Perú), en la que Repsol tiene una participación del 51,03% y es el operador, la capacidad instalada es de 102.000 bbl/día.

Repsol vendió en 2008 su participación en la refinería brasileña Manguinhos (31,13%) y se mantuvo su posición en la refinería de Refap (30%), también en Brasil.

En 2008, las refinerías de Repsol adscritas a la división de Downstream procesaron 39 millones de toneladas de crudo, cifra ligeramente inferior a la de 2007.

El margen de refino en España en 2008 fue de 7,4 \$/bbl, superior en un 15% al de 2007 gracias a la fortaleza de los destilados medios y fuelóleos, y a pesar de la debilidad de las gasolinas. La mayor tasa de cambio dólar/euro minoró esta ventaja, lo que provocó que el margen en euros/barril durante 2008 fuese muy similar al de 2007.

El 1 de enero de 2009 entraron en vigor las nuevas especificaciones europeas de gasolinas y gasóleos de automoción, por las que se reduce su contenido en azufre desde 50 a 10 partes por millón. Las refinerías españolas de Repsol finalizaron las inversiones necesarias y están preparadas para fabricar con estas nuevas especificaciones.

Para consolidar su liderazgo en España, Repsol tiene en curso un ambicioso plan de inversiones que incrementará la capacidad de refino y el nivel de conversión,

al tiempo que mejorará la seguridad, el medio ambiente y la eficiencia de sus instalaciones. El proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena y el de conversión en la refinería de Petronor, en Bilbao, son piezas clave de este plan. Durante 2008 se avanzó en el desarrollo de los proyectos según los planes previstos.

CARTAGENA: UN PROYECTO GENERADOR DE RIQUEZA Y EMPLEO

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Plan Estratégico 2008-2012. La inversión de 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 hidrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío y plantas de desulfuración e hidrógeno.

A lo largo de 2008 se consiguieron los permisos administrativos necesarios para la ampliación, una iniciativa que se percibe muy favorablemente por parte del entorno y de las administraciones, ya que es un elemento dinamizador de la Región de Murcia. Unas 1.000 personas trabajan ya en las obras, que se prevé que finalicen en 2011. La preparación de los terrenos concluyó en las fechas previstas. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte y dará empleo a más de 6.000 personas durante la construcción. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. 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.

Marketing

A través de una estrategia multimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente el área de negocio de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos a

través de una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran cantidad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y productos derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) se cifraron en 42,86 millones de toneladas, lo que supone una disminución del 7,7% respecto al ejercicio anterior que responde a la contracción de la demanda y a la venta en 2008 de los negocios de marketing de Ecuador y Brasil, y del negocio de marketing en Chile en 2007. En Europa se produjo un descenso de las ventas del 2,4% y en el resto del mundo, del 29,3%. En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 5,8% debido a la contracción de la demanda, mientras en el resto de países lo hicieron en un 22,7%, fundamentalmente por las desinversiones mencionadas.

A finales de 2008 Repsol contaba con una red de 4.399 estaciones de servicio en los países adscritos al área de negocio de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.590 puntos de venta, de los cuales el 75% tenían vínculo fuerte y 946 eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (441), Italia (133) y Perú (235).

En el marco de la estrategia de desinversión de activos no estratégicos, en junio de 2008 Repsol vendió a Primax las actividades de comercialización de combustibles líquidos en Ecuador por un importe de 47 millones de dólares. La venta abarcó la red de 123 estaciones de servicio, así como el negocio de ventas industriales, la infraestructura comercial y logística, y los negocios de aviación y lubricantes.

Asimismo, en diciembre de 2008 Repsol vendió al grupo brasileño AleSat las actividades de comercialización de combustibles líquidos en Brasil por un importe de 55 millones de dólares. La venta contempló la red de 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura comercial y logística, y otros negocios complementarios, como las tiendas de conveniencia, ventas directas y asfaltos.

Repsol continuó durante 2008 con su política de mejora de la calidad del servicio, especialmente en la red de estaciones de servicio de gestión propia. Así, a finales del ejercicio, se habían adaptado 243 instalaciones al nuevo concepto de tienda Sprint, con una superficie de venta superior a 60 m², más de 1.300 referencias y ventas por tienda superiores a los 300.000 euros anuales.

Los programas de fidelización a través de tarjetas específicas son una parte fundamental de la estrategia de marketing de Repsol. A finales de 2007 se lanzó una nueva tarjeta, Solred MÁXIMA, con descuentos del 5% en todos los servicios y productos de tienda, y del 1% en carburantes. Además, esta tarjeta ofrece la posibilidad de pago en talleres, autopistas y una amplia gama de ventajas. Solred MÁXIMA se puede utilizar en las más de 4.000 estaciones de servicio de las marcas Repsol, Campsa y Petronor de España y Portugal.

El respeto por el medio ambiente forma parte de la política y de la estrategia de la compañía, que aúna todos sus esfuerzos para desarrollar productos respetuosos con el entorno y de avanzada tecnología. Repsol comercializa una amplia gama de carburantes de última generación, que responden a las más altas exigencias de calidad: gasolinas Efitec 95 y 98, Diesel e+ y Diesel e +10.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes, que a finales de 2008 ascendían a 230 empleados en el área de Marketing, lo que supone más del 3% de su 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 diez países de Europa, el norte de África y Latinoamérica.

Las ventas totales de GLP en 2008 ascendieron a 3,22 millones de toneladas, lo que representa un descenso del 5,3% en comparación con el año anterior.

Destaca el crecimiento del 9,3% en Perú gracias al desarrollo del mercado. Las ventas en España disminuyeron un 1,9% respecto al año 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 522 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en 2008, las ventas a granel representaron el 39%.

Para reforzar el liderazgo en el mercado español, mejorar la calidad del servicio y garantizar el suministro, la compañía puso en marcha un plan de eficiencia de las factorías en España para el período 2007-2009.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2008 alcanzó unas ventas de 184.199 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 325.836 toneladas.

En noviembre de 2008 se vendió la participación accionarial del 51% en Repsol YPF Gas de Bolivia S.A., abandonándose las actividades de embotellado y comercialización a granel en ese país.

MAGNITUDES OPERATIVAS (Refino, Marketing y GLP)	2007	2008⁽¹⁾	2008/2007 % variación
Materias procesadas			
<i>(Millones de toneladas)</i>			
Crudo	40,1	39,0	(2,7)
Otras cargas y materias primas	6,5	5,1	(20,8)
TOTAL	46,6	44,1	(5,2)
Producción			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Destilados medios	20.906	19.994	(4,4)
Gasolinas	7.820	7.235	(7,5)
Fuelóleos	7.337	7.308	(0,4)
GLP	1.017	1.013	(0,4)
Asfaltos	1.741	1.558	(10,5)
Lubricantes	249	212	(14,8)
Otros (sin petroquímica)	1.627	1.674	2,9
TOTAL	40.696	38.995	(4,2)
Ventas de productos petrolíferos			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Gasóleos / Keroseno	25.853	23.723	(8,2)
Gasolinas	7.757	6.775	(12,7)
Fuelóleos	7.397	7.234	(2,2)
GLP	3.405	3.223	(5,3)
Resto	5.448	5.130	(5,8)
TOTAL	49.860	46.085	(7,6)
Ventas por zonas			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	39.156	38.183	(2,5)
Resto del mundo	10.704	7.902	(26,2)
TOTAL	49.860	46.085	(7,6)

(1) No incluye Refap desde julio

Química

El resultado de las operaciones de la actividad química, adscrita al área de negocio de Downstream, fue negativo en 352 millones de euros, frente a los 100 millones de euros positivos de 2007. Este resultado se debió fundamentalmente al descenso de las ventas por la contracción mundial de la demanda y por la reducción de stocks en toda la cadena de transformación y distribución, así como a los menores márgenes por el alto precio de la nafta en el primer semestre y por la venta y depreciación de stocks en la segunda mitad del ejercicio.

Las ventas a terceros en 2008 se cifraron en 2,60 millones de toneladas, frente a los 3,11 millones de toneladas de 2007, lo que supone un descenso del 16,4%.

En junio de 2008 se aprobó el proyecto de ampliación del complejo de Sines (Portugal), que duplicará su producción y aumentará su competitividad gracias a una mayor integración y eficiencia energética. El proyecto incluye tres nuevas plantas –una de polietileno lineal, otra de polipropileno y una tercera de cogeneración–, así como la ampliación del cracker en más de un 40%, hasta las 570.000 toneladas/año. Las nuevas plantas de polietileno lineal y polipropileno tendrán una posición muy competitiva, tanto por su tamaño como por su tecnología de última generación.

MAGNITUDES OPERATIVAS (Química)	2007	2008	2008/2007 % variación
Capacidad			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	2.664	2.679	0,6
Petroquímica derivada	2.937	2.927	(0,3)
TOTAL	5.601	5.606	0,1
Ventas por productos			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	772	629	(18,6)
Petroquímica derivada	2.341	1.973	(15,7)
TOTAL	3.113	2.602	(16,4)
Ventas por mercados			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	2.776	2.348	(15,4)
Resto del mundo	337	254	(24,6)
TOTAL	3.113	2.602	(16,4)

Inversiones

Las inversiones en el área de Downstream ascendieron a 1.534 millones de euros, frente a los 936 millones del ejercicio anterior, lo que representa un

incremento del 64%. 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 a seguridad y medio ambiente.

YPF

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.159 millones de euros en 2008, lo que supone un descenso del 5,6% respecto al ejercicio anterior. Esta disminución responde a la crisis internacional que se acentuó en los últimos meses del ejercicio, que provocó una reducción de la demanda en el mercado argentino y de las exportaciones.

Repsol formalizó el 21 de febrero de 2008 la venta del 14,9% de YPF al Grupo Petersen por 2.235 millones de dólares. Esta operación, que valora YPF en 15.000 millones de dólares, se enmarca en la estrategia de la compañía de mejorar la distribución geográfica de sus activos y de realizar una gestión global con un foco local. El citado acuerdo también prevé que el Grupo Petersen pueda ampliar su participación en YPF hasta el 25%, mediante opciones de compra de un 10,1% adicional. El Grupo Petersen ya ha ejecutado una opción por el 0,1%.

Las inversiones de YPF en 2008 alcanzaron los 1.508 millones de euros, frente a los 1.374 millones de euros del ejercicio anterior. Cerca del 80% de este desembolso se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, entre ellos el acuerdo de extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén.

La producción promedio anual fue de 617.100 barriles de petróleo equivalentes al día (boe/d), frente a los 636.400 boe/d de 2007, lo que representa una disminución del 3%. La producción se vio afectada por un conflicto gremial en la provincia de Santa Cruz. Sin tener en cuenta este paro, la producción promedio anual hubiese alcanzado los 628.300 barriles de petróleo equivalentes.

En 2008 se registró un incremento de los costos operativos, principalmente por los tributos –que pasaron de 179 millones de euros a 685 millones en 2008 debido al efecto de las retenciones–, amortizaciones, compras a terceros, contingencias medioambientales y legales, e indemnizaciones.

Los precios internacionales, si bien fueron superiores a los del año anterior, sufrieron en el último trimestre de 2008 una caída pronunciada, lo que impactó tanto en los precios del mercado interno como en los del exterior, aunque en este último caso, el efecto se vio reducido por las retenciones. Éstas fueron superiores a 2007 debido a la Resolución 394, que afecta a las exportaciones de productos petrolíferos y crudo, y a la Resolución 127, que incide en las exportaciones de gas natural y gas natural licuado.

En 2008 se registró una caída de la demanda, excepto en las gasolinas destinadas al mercado interno, consecuencia fundamentalmente de la crisis internacional y de otros factores, como el paro agropecuario y la sequía.

En el mercado interno se colaboró con el Gobierno de Argentina en el Plan de Energía Total (PET), participando en los programas de abastecimiento de gasóleo y de reemplazo de gas natural por combustibles líquidos.

La aportación de las compañías participadas por YPF fue inferior a la del ejercicio anterior debido a las siguientes causas:

- La sociedad Mega se vio afectada por el impacto de las resoluciones sobre los precios de la exportación de gasolinas y GLP, y por la disminución del precio del etano.

- El descenso del precio de la urea en el último trimestre, que afectó a los precios de venta de la sociedad Profértil y desvalorizó sus stocks.

- La sociedad Refinor disminuyó su resultado por la aplicación de la Resolución 394 que afectó los precios de sus exportaciones.

- El resultado de YPF Holding se vio influido por las mayores provisiones de contingencias medioambientales, que fueron compensadas en parte por la entrada en producción de Neptuno.

El resultado operativo de la actividad de Exploración y Producción de YPF se situó en 441 millones de euros, lo que representa un descenso del 55% respecto al ejercicio anterior, y responde al incremento de los costes del sector, al efecto de la regulación del mercado argentino de precios del petróleo y a los paros gremiales.

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2008 fue de 226 millones de barriles de petróleo equivalentes –un 4,9% inferior a la 2007–, de los cuales 114 millones eran líquidos y el resto, gas. Los paros gremiales y la menor demanda de gas en el último tercio del año recortaron la producción en 4,8 millones de boe.

Durante 2008, YPF realizó cinco descubrimientos de petróleo y otro de gas, de un total de 17 sondeos perforados. De los seis sondeos positivos, cuatro de ellos se encuentran en la cuenca Neuquina (El Orejano x-1, Borde Sur del Payún e-4, Puesto Cacho x-1 y Los Reyes Norte x-1), el quinto se ubica en la cuenca Austral (Las Flechas x-2001) y el último, en la cuenca del Golfo de San Jorge (El Balcón x-1). La inversión total en exploración ascendió a 122 millones de euros.

La actividad sísmica se centró en el bloque Río Barrancas, en la provincia de Neuquén, así como en el bloque Tamberías, en la provincia de San Juan. Las provincias no ofertaron nuevo dominio minero a lo largo de 2008.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 612 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión de 868 millones de euros.

En el marco del plan global de inversiones de 1.215 millones de euros, hay que destacar los 55 millones de euros del Plan de Desarrollo de Activos (PLADA) dedicados al rejuvenecimiento de los campos. Esta iniciativa, iniciada en 2007, está en línea con la estrategia de la compañía de avanzar hacia el liderazgo en la explotación de campos y cuencas maduras. El objetivo es definir los planes integrales de desarrollo y rejuvenecimiento de todos los campos de YPF

utilizando el estado actual de la tecnología y focalizando los esfuerzos en la mejora del conocimiento del subsuelo. Este proyecto ya ha generado más de 1.600 millones de barriles de petróleo equivalentes y está sustentado en una cartera de 1.400 proyectos definidos, que permiten vislumbrar un horizonte de estabilidad en la producción de crudo y de la actividad a diez años vista.

Adicionalmente, fruto del trabajo realizado en los últimos años en el marco del PLADA, las reservas probadas incorporadas de YPF en 2008 ascendieron a 75 millones de barriles de petróleo equivalentes, mayoritariamente petróleo, y se marcó el hito de reemplazar en un 120% las reservas de petróleo en la cuenca sur de Argentina, en las áreas de Chubut y Santa Cruz.

Hay que resaltar los resultados obtenidos en yacimientos maduros como Perales, Barranca Baya y Manantiales Berh, que junto con la actividad en el área Maurek, en especial en el yacimiento Cañadon Yatel, permitieron la incorporación de reservas en esta zona.

En la cuenca Neuquina se realizaron pruebas piloto para analizar la viabilidad técnica y económica del desarrollo de yacimientos de gas de baja permeabilidad (*tight gas*). En estos momentos se está a la espera del resultado de los estudios.

También cabe destacar la extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén por diez años (2017-2027). Este hecho, junto con la prolongación conseguida en Loma La Lata en 2002, permitió prolongar las concesiones del 50% de las reservas de YPF en Argentina.

Otro hecho relevante fue la obtención, por parte de la compañía Mega, del Premio Oro en la categoría “Privada Mediana” por el jurado del galardón Iberoamericano de la Calidad 2008.

Las ventas de gas natural de YPF en 2008 se cifraron en 16.400 millones de m³ y se incrementaron sobre todo en los segmentos de distribuidores, industrias y usinas. La cuota de YPF en este mercado en Argentina se situó en

el 40% y el precio medio del gas natural vendido por la compañía aumentó un 32% en 2008, lo que permitió una gradual adecuación de los precios en el mercado doméstico.

En junio de 2008 empezó la primera operación de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Sudamérica, en concreto en el puerto de Bahía Blanca, con el buque regasificador *Excelsior*, contratado para dicho propósito con el objetivo de satisfacer la demanda del país. Este proyecto se desarrolló para el Gobierno de Argentina y se completó exitosamente en un tiempo récord, con la incorporación en el período invernal de 5,5 millones de metros cúbicos/día de promedio. Esta operación supuso el primer trasvase de regasificación de barco a barco –del *Excelsior* al *Excelerate*– del mundo.

Asimismo, en el marco del programa de apoyo al Gobierno argentino, YPF construyó en invierno de 2008 en Buenos Aires la mayor planta de propano-aire del mundo, con una capacidad de 1,5 millones de metros cúbicos/día de abastecimiento, que será utilizada para el suministro durante los picos de demanda invernales en la capital argentina.

En lo que se refiere a la actividad de Refino, Logística y Marketing, las refinerías de YPF procesaron 18,7 millones de metros cúbicos de crudo, lo que supone un descenso del 1% en comparación con 2007.

A lo largo de 2008 se mantuvo la plena utilización de la capacidad instalada de refino gracias a los planes de confiabilidad operativa que se están ejecutando y que permiten alargar los ciclos de mantenimiento de las unidades, aumentando la capacidad efectiva de procesamiento y posibilitando el máximo uso de los activos para responder a la creciente demanda de combustibles en Argentina.

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 14% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años. Esto implicó un aumento de la calidad de las gasolinas producidas y permitió satisfacer la creciente demanda del mercado argentino.

YPF completó la remodelación de la unidad de craqueo catalítico (FCCB) de la refinería La Plata, lo que permitió aumentar la producción de destilados medios y gasolinas, y posibilitó que en octubre de 2008 se estableciera un nuevo récord en la producción de gasóleo y de combustible de aviación Jet A1 en esta planta, al alcanzar un promedio de 13.625 metros cúbicos/día. De esta manera, la producción de destilados medios de la refinería superó por segundo mes consecutivo y por cuarta vez en su historia la barrera de los 400.000 metros cúbicos/mes.

Entre los productos pesados destacó la elaboración de 2 millones de metros cúbicos de fuelóleo, con un incremento del 5% respecto al año anterior. De esta manera se sostuvo la demanda interna de usinas y se cumplió con los requerimientos del Plan de Energía Total (PET), en cuyo marco se entregaron más de 290.000 metros cúbicos de fuelóleo.

Asimismo, se renovó la flota contratada de transporte marítimo y fluvial con la incorporación de dos nuevos buques y una barcaza. Los buques *María Victoria* y *Caleta Rosario*, de nueva construcción, cuentan con doble casco y cumplen con los más modernos estándares de seguridad requeridos por el Grupo, al igual que la barcaza Argentina V. Está en construcción una sexta barcaza que está previsto botar en 2009.

YPF mantuvo en 2008 una oferta de combustibles líquidos acorde con el crecimiento de Argentina, de manera que todos sus clientes tuvieran un aprovisionamiento permanente y de alta calidad. Dicho abastecimiento, sobre todo en el caso del gasóleo, un insumo clave para sostener los niveles de crecimiento, se realizó desde las refinerías de la compañía o importándolo, habida cuenta de la demanda, que registró niveles excepcionales.

A finales de 2008, YPF contaba con 1.642 estaciones de servicio, de las cuales gestionaba directamente 166. La compañía ha comenzado a actualizar la imagen de sus puntos de venta, buscando mayor modernidad y alineándola con el eslogan "Inventemos el futuro".

Los precios en el mercado doméstico fueron adaptándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes, con crecimientos del orden del 23% en el caso del gasóleo y del 37% en la gasolina súper.

Al cierre de 2008, YPF presentó un nuevo combustible en el mercado, el YPF D. Eurodiesel, lo que convirtió a la compañía en la primera en lanzar un combustible de bajo contenido en azufre (menos de 50 partes por millón), el recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV.

Las áreas de Refino, Logística y Marketing obtuvieron un resultado de 743 millones de euros en 2008, mientras que las inversiones en este ámbito ascendieron a 167 millones de euros.

En lo que respecta al negocio químico de YPF, el resultado aumentó un 20%, hasta alcanzar el máximo histórico de 158 millones de euros gracias al incremento de los márgenes en todas las líneas y a la integración de las actividades de refino y exploración y producción. Todo esto fue posible a pesar de la caída de los precios internacionales registrada en el cuarto trimestre de 2008 y de la demanda de fertilizantes, consecuencia de un conflicto agropecuario en Argentina. La mejora del resultado se sustentó en el incremento de los precios internacionales registrado en los tres primeros trimestres del año, en la aplicación de un plan de ahorro de costes y de contención del gasto, y de una política de acuerdo de precios en el mercado local que potenció el crecimiento de la industria argentina. Las inversiones alcanzaron los 25 millones de euros.

Durante 2008 la sociedad participada Profertil obtuvo el Premio Nacional de Calidad en la categoría de grandes empresas, así como la renovación de la exención arancelaria de metanol a Estados Unidos.

Al cierre de 2008 la plantilla de YPF estaba formada por 11.038 personas, lo que representa una disminución interanual del 1,3%. En el área de Exploración y Producción se incorporaron 271 personas, lo que representa un incremento

del 16% respecto al cierre de 2007, mientras que la plantilla de la compañía Astra Evangelista (AESA) se redujo en 540 trabajadores.

En el conjunto del Grupo Repsol YPF se empezó a aplicar un proyecto piloto de teletrabajo, que en el caso de Argentina se puso en marcha en colaboración con el Ministerio de Trabajo. YPF se ha convertido en la primera empresa del país en disponer de esta nueva modalidad laboral, que han adoptado algunos de sus empleados, lo que en 2008 fue reconocido con el Premio Meta 4 a la Innovación en Recursos Humanos.

Existen tres convenios que regulan las condiciones laborales de los empleados de las actividades de refinería, yacimientos, estaciones de servicio y gas natural licuado de YPF. A lo largo de 2008 se alcanzaron distintos acuerdos salariales con la representación sindical.

En Investigación y Desarrollo (I+D), YPF inició, en el marco del PLADA, la evaluación y desarrollo de tecnologías para la explotación de campos de petróleo pesado, la mejora del factor de recobro de yacimientos maduros y la reutilización del agua de producción para riego u otros fines. En el área de Química se presentó un nuevo fertilizante obtenido a partir del azufre líquido generado por los hidrocarburos procesados en refinería, mientras que en el ámbito de la protección del medio ambiente se continuó con el desarrollo de tecnologías para la recuperación de suelos.

GAS NATURAL SDG

Gas Natural SDG mejoró un 7,6% su resultado operativo al alcanzar los 555 millones de euros. Este incremento responde sobre todo al buen comportamiento del negocio eléctrico en España como consecuencia de los mejores precios del pool eléctrico, a la incorporación en 2008 de dicha actividad en México y al crecimiento de la distribución en Latinoamérica.

Las inversiones durante el ejercicio de 2008 alcanzaron los 894 millones de euros, lo que supone un incremento del 37% que se atribuye, en gran parte, a la inversión financiera llevada a cabo para adquirir un porcentaje de participación en Unión Fenosa.

A través de su participación del 30,9% en Gas Natural SDG, Repsol participa en toda la cadena de valor del gas, desde el aprovisionamiento hasta la distribución y comercialización.

Repsol, a través de la sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), se consolidó en 2008 como la tercera compañía del mundo por volumen de GNL transportado. Esta sociedad, creada en 2005, tiene como objetivo maximizar el valor de los contratos de sus socios mediante una gestión y comercialización eficiente, así como facilitarles el acceso a fuentes de aprovisionamiento de GNL y a mercados estratégicos.

La actividad de distribución de gas en España aportó un 34,6% del resultado de Gas Natural, con unas ventas por actividad regulada de 270.073 GWh. La cifra total de puntos de suministro aumentó hasta los 5.842.000 y la red creció un 6,9%, hasta los 48.578 kilómetros. En Latinoamérica, las ventas se incrementaron un 16,2%, hasta los 208.408 GWh y la cifra de puntos de suministro alcanzó los 5.253.000. La red de distribución aumentó un 2,8% hasta situarse en los 61.196 kilómetros.

En 2008, Gas Natural SDG consolidó su presencia en el mercado italiano con la compra del grupo Pitta Costruzioni, que opera en la región de Puglia, en el

sur de Italia, por un importe de 30 millones de euros. Esta adquisición, junto con la incorporación de Italmeco, realizada a finales de 2007, permite a Gas Natural SDG ampliar su área de distribución en Italia y alcanzar los 187 municipios de ocho regiones: Molise, Abruzzo, Puglia, Calabria, Sicilia, Basilicata, Campania y Lazio. Las ventas de gas en Italia en 2008 fueron de 2.933 GWh, los puntos de suministro ascendieron a 397.000 y la red de distribución sumó 5.521 kilómetros.

En la actividad de electricidad, la compañía opera un total de 6.495 MW de potencia instalada de generación de electricidad repartidos entre España, Puerto Rico y México.

En España, Gas Natural SDG cuenta con 3.600 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados. En fase de construcción se encuentran un grupo de 400 MW en Málaga y otros dos por un total de 800 MW en el puerto de Barcelona. Asimismo, continúa el proceso de tramitación de dos grupos de 400 MW en Lantarón (Álava). En generación, el total de los ciclos combinados, junto con la potencia instalada en cogeneración y aerogeneradores, produjeron 18.130 GWh al cierre de 2008, lo que representa un alza del 6,8% respecto al ejercicio anterior.

Petroleum Oil & Gas España (100% de Gas Natural) participa, junto con Repsol, en un sondeo offshore que está previsto ejecutar en 2009, en la concesión de Montanazo –frente a la costa de Tarragona– para el que se han realizado trabajos preparatorios durante el cuarto trimestre de 2008.

Repsol y Gas Natural, en consorcio con otras empresas, han firmado un acuerdo de accionistas con el objetivo de desarrollar un proyecto integrado de gas en Angola. Se ha constituido la sociedad Gas Natural West África (60% Repsol-40% Gas Natural), que gestionará el proyecto. Inicialmente se evaluarán las reservas de gas, para posteriormente acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas en forma de GNL. Se ha avanzado en la delimitación de los trabajos exploratorios de sísmica y perforación que se desarrollarán durante 2009.

En relación al Proyecto Gassi Touil y tras la decisión de resolver el contrato de forma unilateral por parte de Sonatrach en agosto de 2007, continúa el procedimiento arbitral internacional en el que Repsol y Gas Natural harán valer sus derechos y que decidirá sobre la validez de la pretendida resolución y sobre los daños y perjuicios causados. El laudo de este procedimiento arbitral se estima que se dictará a lo largo de 2009.

Proceso de compra de Unión Fenosa

El 30 de julio de 2008 Gas Natural SDG alcanzó un acuerdo con ACS para la adquisición del total de su participación del 45,3% en Unión Fenosa a un precio en efectivo de 18,33 euros por acción, lo que valora el 100% del capital de la compañía eléctrica en 16.757 millones de euros. Siguiendo los términos del acuerdo firmado, Gas Natural adquirió a ACS a primeros de agosto un 9,9% de Unión Fenosa por un importe de 1.675 millones de euros.

De acuerdo con el contrato suscrito con ACS, se procedió al ajuste del precio de compraventa, deduciendo el dividendo distribuido el pasado 2 de enero de 2009 por Unión Fenosa de 0,28 euros por acción, siendo en consecuencia el nuevo precio ajustado de 18,05 euros por título.

Por otro lado, el 12 de diciembre de 2008, Gas Natural adquirió a Caixanova una participación del 4,7% en el capital de Unión Fenosa, por lo que a 31 de diciembre de 2008 la participación de Gas Natural en Unión Fenosa ascendía al 14,7%. Una vez superado el umbral del 30% de los derechos de voto en Unión Fenosa, Gas Natural tendrá la obligación, en el plazo de un mes, de presentar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por el resto de acciones de la compañía eléctrica, para lo que en septiembre de 2008 se inició el proceso de obtención de los correspondientes permisos a los organismos competentes.

La compra de Unión Fenosa implicará un avance significativo en el desarrollo de Gas Natural y en su estrategia de convertirse en una compañía líder integrada de gas y electricidad, y permitirá a Gas Natural acelerar el cumplimiento de su Plan Estratégico 2008-2012, situándola en una nueva dimensión como operador integrado de gas y electricidad, por la alta

complementariedad de los negocios de ambas compañías en toda la cadena de valor de ambos negocios.

Para financiar la adquisición, Gas Natural suscribió en julio de 2008 un acuerdo con 10 entidades bancarias para la financiación de la compra de la totalidad de Unión Fenosa, tanto en la adquisición de la participación de ACS y Caixanova en Unión Fenosa, como en la posterior OPA. Actualmente, el número de entidades participantes en el sindicato bancario asciende a 19 y se ha iniciado el proceso de sindicación general.

Asimismo, para garantizar una estructura financiera sólida y flexible, Critería y Repsol se han comprometido a realizar aportaciones a los fondos propios de Gas Natural en la cuantía y forma necesaria para que la compañía obtenga un *rating* consolidado inmediatamente después de la liquidación de la OPA, al menos, BBB (estable) y Baa2 (estable), por S&P y Moody's, respectivamente, y por un importe máximo de 1.903 millones de euros y 1.600 millones, respectivamente.

Gas Natural ha iniciado el proceso para llevar a cabo la ampliación de capital prevista por 3.500 millones de euros en el contexto de la operación de adquisición de Unión Fenosa. En este sentido, el 30 de enero de 2009 su Consejo de Administración acordó convocar una Junta General Extraordinaria con el objetivo de autorizar la emisión de nuevas acciones con derecho de suscripción preferente.

ÁREAS CORPORATIVAS

RECURSOS HUMANOS

Al cierre de 2008, Repsol contaba con 36.302 empleados distribuidos en más de 30 países, pero concentrados sobre todo en España (50%) y Argentina (33%). También destaca la presencia en países como Portugal (4%), Brasil (2%), Perú (2%), Ecuador (2%) y Trinidad y Tobago (2%). El 6% de los trabajadores se concentra en el área de Upstream, el 48% en Downstream, el 30% en YPF, el 6% en Gas Natural y el 0,5% en GNL. El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo, el 6% a jefes técnicos, el 43% a técnicos, el 5% a administrativos y el 45% a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total, mientras que las mujeres representan un tercio del conjunto de la plantilla.

Renovación del equipo directivo

En febrero de 2008, coincidiendo con la presentación del Plan Estratégico 2008-2012, se dio a conocer la composición del nuevo equipo directivo de la compañía, que supuso la renovación del 21% de sus integrantes. A lo largo de 2008 se produjeron 157 movimientos, entre cambios de posiciones directivas y nuevos nombramientos, que en este caso ascendieron a 63. A partir de las necesidades de negocio que plantea el Plan Estratégico, se definieron las características más importantes que deben tener los directivos que gestionan la compañía hoy en día:

- Líderes globales y diversos, con visión sobre diferentes funciones y entornos geográficos, y con flexibilidad para adaptarse a las diferentes necesidades y prioridades de la empresa.
- Con una fuerte implicación para la consecución de resultados.
- Excelentes en la gestión de personas.

Tras los movimientos realizados, el equipo directivo de Repsol se caracteriza por tener un perfil más global, con mayor diversidad de género y nacionalidad (el porcentaje de mujeres directivas y la diversidad de nacionalidades aumentaron del 8% al 10% y del 17% al 19%, respectivamente).

En mayo de 2008 tuvo lugar la Convención de Directivos de Repsol, con el fin de transmitir un nuevo estilo de gestión e impulsar el liderazgo del Comité de Dirección, a la vez que fomentar el orgullo de pertenencia. La convención contó con la participación de más de 250 directivos procedentes de 16 países.

Diversidad y conciliación

En Repsol trabajan profesionales de más de 70 nacionalidades. De ellos, casi 900 desarrollan su actividad en países distintos a los de su origen de contratación y conforman el colectivo de expatriados. Éste se concentra principalmente en el área de negocio de Upstream (79%).

A lo largo de 2008 se continuó trabajando en el estudio y lanzamiento de nuevas medidas de fomento de la diversidad y la conciliación, impulsadas por el Comité de Diversidad y Conciliación, creado en 2007. Éste siguió profundizando, asimismo, en los objetivos y las prioridades estratégicas en esta materia para el período 2009-2012. Entre las medidas adoptadas en 2008 cabe resaltar el proyecto piloto de teletrabajo, en el que participaron más de 130 personas de determinadas áreas de actividad en España y Argentina. Los resultados del mismo han sido valorados muy positivamente, por lo que en 2009 se extenderá de forma progresiva a más trabajadores y áreas.

Otra de las medidas destacadas ha sido el proyecto piloto de servicio de apoyo a los empleados a través de una empresa externa que ofrece servicios muy variados, que van desde la asesoría legal y financiera hasta la selección de personal doméstico.

Por otro lado, en el primer semestre de 2008 se firmó el Protocolo de Reducción de Jornada para la plantilla que trabaja en régimen de turnos, que

establece medidas flexibles para la reducción de jornada específicas para estos empleados.

En 2008 Repsol incorporó a su plantilla a 422 personas con capacidades diferentes (365 por contratación directa y 57 a través de medidas alternativas), lo que elevó el porcentaje de personal con algún tipo de discapacidad hasta el 2,29%, tras un incremento de más del 10% en el último año. La compañía dio a conocer, a través de una campaña de publicidad con el lema “En Repsol trabajamos para que la integración sea una realidad”, su actitud, vocación y compromiso con la integración social y laboral de personas con discapacidad. Repsol desarrolla distintos proyectos que favorecen la igualdad de oportunidades y la integración en la sociedad de todos los colectivos, en especial de aquellos que tienen mayor dificultad para acceder al mercado laboral.

REPSOL, LA EMPRESA QUE CREA MÁS EMPLEO PARA PERSONAS DISCAPACITADAS

Repsol recibió el Premio Fundación Empresa y Sociedad por trabajar de manera activa en discapacidad. Con este reconocimiento se valoran las mejores actuaciones empresariales desplegadas en el ámbito de la integración de personas desfavorecidas, siempre en el marco de la promoción de la competitividad empresarial y la cohesión social. Repsol fue seleccionada entre un total de 27 candidaturas presentadas.

La compañía continuó mejorando los estándares de accesibilidad en sus estaciones de servicio y oficinas, un ámbito en el que se sitúa como referente de las empresas españolas. En 2008 inauguró la primera estación de servicio atendida en su totalidad por una plantilla de diez personas con capacidades diferentes.

Según el Observatorio de Empresa y Sociedad, Repsol es la compañía que genera más empleos directos en términos absolutos para personas con capacidades diferentes.

Por otra parte, también se realizó una auditoría de la revisión retributiva y de las promociones del personal excluido de convenio, con el objetivo de asegurar la igualdad de oportunidades de todo el colectivo.

Incorporar a los mejores profesionales

En 2008 se produjo un importante cambio en la estrategia de selección de los profesionales que desean incorporarse a la empresa basado en el conocimiento de las motivaciones de las personas y la óptima utilización de los recursos disponibles. En este sentido, se rediseñaron los procesos y las técnicas de selección, al tiempo que se introdujo el concepto de “marca como empleador”, fomentando el marketing de empleo.

A través de estas mejoras se persigue proyectar los valores de Repsol en lo que se refiere al empleo de calidad, buscando un mayor acercamiento al mundo universitario y a la formación profesional a partir de múltiples iniciativas, como el lanzamiento en la prensa universitaria de la campaña “SOY”, en la que se presentan los cinco valores del empleo en la compañía: desarrollo profesional, diversidad, trabajo en equipo, globalidad y compromiso con la sociedad; el rediseño y actualización de los contenidos del Canal de Empleo, al que se accede a través de la página web corporativa; el impulso a la presencia en foros de empleo, y el patrocinio de diversos encuentros e informes. En este sentido, Repsol fue incluida en el selecto grupo de Empresas Top para Trabajar.

Por otro lado, se puso en marcha el programa de becas “Impulsa”, que proporciona a los estudiantes de los últimos años de carrera una oferta que va más allá de las prácticas, ofreciendo formación en idiomas, habilidades y competencias genéricas, así como la posibilidad de integrarse en la compañía a través del Programa de Nuevos Profesionales.

En 2008 se incorporaron a la compañía más de 1.850 personas. Del total de incorporaciones, más de 120 están relacionadas con el denominado Plan de Choque, programa de cinco años de duración que tiene como objetivo la incorporación de profesionales en el área de Upstream para dar respuesta al plan de crecimiento de este negocio. Asimismo, destacan las más de 280 incorporaciones llevadas a cabo en Downstream, en el área de Refino España, para la dotación de los proyectos de ampliación de las instalaciones y para garantizar el adecuado relevo generacional.

Gestión del talento

Con la ayuda del sistema “People Review” –una herramienta para la identificación y el desarrollo del talento en Repsol– y mediante 58 sesiones de trabajo en 2008, se pudo obtener el mapa del talento existente en cada una de las áreas de la compañía y diseñar un plan de desarrollo específico para ofrecer mayores oportunidades a los profesionales.

En línea con el interés de la compañía por seguir identificando, año tras año, el talento de sus trabajadores, a lo largo de 2008 se llevaron a cabo 16 sesiones del programa “Development Center”, en las que se valoró a cerca de 150 profesionales, un 72% de ellos mujeres, lo que supone un claro ejemplo del proyecto de detección de potencial en este colectivo.

Adicionalmente, se introdujo el *coaching* ejecutivo como herramienta de desarrollo profesional. La experiencia se inició en los negocios de Marketing y Química, elaborándose un procedimiento cuya aplicación se extenderá a otras áreas en los próximos años. También se inició el proceso de entrevistas personales a trabajadores con alto potencial, con la finalidad de conocer mejor a este colectivo.

El conocimiento técnico constituye un factor importante para el crecimiento de los negocios de Repsol. Por este motivo, el Comité de Dirección decidió lanzar el proyecto de revisión de competencias técnicas, puestos tipo e itinerarios formativos, que permitirá gestionar de forma homogénea y eficaz el talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

Una vez identificadas las necesidades en materia de competencias técnicas, las rutas de aprendizaje definidas permitirán:

- Orientar al empleado en su desarrollo con una oferta formativa estructurada para cada estadio de su carrera, focalizada en la adquisición de competencias críticas.

- Potenciar una formación técnica más global, integrada y compartida por distintas áreas de la compañía.

- Optimizar la planificación, gestión e impartición de la formación.

La universidad corporativa de Repsol

En el segundo semestre de 2008 se puso en marcha el Centro Superior de Formación (CSF), el proyecto de universidad corporativa de Repsol. Éste aglutina en una misma unidad organizativa todos los recursos dedicados a las actividades formativas y está integrado por la Escuela de Liderazgo y Dirección y las Escuelas Técnicas de Exploración y Producción, Industrial, de Marketing y de Procesos Corporativos. La creación de este centro ayudará a optimizar la inversión en formación, que en 2008 ascendió a 27 millones de euros para el conjunto de la compañía.

Espíritu emprendedor y excelencia

El sistema de retribución variable de los profesionales de Repsol, denominado Gestión por Compromisos (GxC), cumplió su tercer ejercicio en vigor y forma parte del lenguaje común de la organización. Su objetivo es focalizar los esfuerzos de los empleados al logro de los objetivos establecidos, pero también conseguir profesionales comprometidos con su desarrollo y el de las personas a su cargo, valorando de forma objetiva no sólo los resultados, sino también la forma de conseguirlos. Asimismo, pone el énfasis en el seguimiento de los comportamientos diarios, impulsando preferentemente aquellos que la compañía considera claves: responsabilidad y orientación a resultados, espíritu emprendedor y excelencia, colaboración, desarrollo de personas y reconocimiento en función de méritos.

El análisis de los resultados de 2007 demuestra que se sigue avanzando en la diferenciación en función de méritos y que se incentivan y premian las actuaciones que contribuyen al éxito de la organización a largo plazo.

El clima laboral en 2008

Para evaluar el grado de avance de las acciones definidas a partir de los resultados del estudio del clima laboral realizado en 2006, en noviembre de 2008 se realizó una encuesta de seguimiento dirigida a más de 8.000 empleados de toda la compañía. Los resultados de la encuesta, que contó con una participación del 77%, han demostrado avances en la mayor parte de las áreas de mejora identificadas.

Relaciones laborales

En 2008 finalizó sin conflictividad laboral el período de vigencia del IV Acuerdo Marco para España. En noviembre se inició la negociación del V Acuerdo Marco, con la constitución de la mesa negociadora y la presentación de las plataformas de negociación.

En el primer semestre de 2008 se firmó el Protocolo de Acoso, en el que se establecen los pasos que debe seguir cualquier empleado en caso de encontrarse en situación de acoso laboral.

Salud laboral

Desde la aprobación, en octubre de 2007, de la Norma de Gestión de la Salud Laboral en Repsol, el Comité Técnico de Salud trabaja en la dotación de un cuerpo normativo que persiga unos estándares homogéneos en esta materia a escala internacional y, en este contexto, destacan los siguientes procedimientos:

- Requisitos de seguridad y salud en viajes a países de riesgo.
- Vigilancia de la salud individual, junto con las guías de vigilancia periódica.
- Provisión de los Servicios Médicos.
- Seguridad e higiene en la preparación de alimentos.

Adicionalmente, se aprobó un procedimiento de datos e indicadores de salud que permitirá mejorar los actuales sistemas de seguimiento.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

Repsol contempla sus inversiones y actividades en Investigación y Desarrollo (I+D) como una herramienta fundamental que le permite disponer de tecnología competitiva para fabricar los mejores productos mediante procesos eficientes y con el mínimo impacto medioambiental, y satisfacer de este modo las necesidades del mercado y las expectativas de sus clientes. Con ello, incrementa el valor de la compañía en beneficio de sus accionistas y actúa como una empresa socialmente responsable.

Los recursos se aplican en programas de I+D para detectar e incorporar la mejor tecnología comercial disponible y, al mismo tiempo, para trabajar en el desarrollo de tecnología propia que permita a la compañía alcanzar una posición competitiva más sólida. Adicionalmente, se realizan estudios de prospección para conocer las tecnologías que, todavía incipientes, pueden cambiar el panorama futuro del negocio y, en las áreas tecnológicas identificadas como críticas para la empresa, se lleva a cabo una vigilancia constante.

En los centros de tecnología del Grupo, situados en España (Móstoles) y Argentina (La Plata), trabajan 450 investigadores que desarrollan un intenso programa de proyectos que abarca todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de petróleo y gas, la cadena de valor del gas natural, el refinado de petróleo y la petroquímica, sin olvidar futuras vías de diversificación, como los biocombustibles. Para acometer todas estas actividades, durante 2008 se invirtieron 74 millones de euros, a los que hay que sumar otros 6 millones en proyectos ejecutados desde las unidades de negocio.

Repsol, consciente de la creciente importancia del fortalecimiento de los vínculos empresa-sociedad para el desarrollo científico y tecnológico, colabora con su entorno social. Por ello, mantiene una activa política de colaboración a través de acuerdos con universidades, empresas y otros centros tecnológicos, tanto públicos como privados. En 2008, el presupuesto destinado a este tipo de

acuerdos superó los 12 millones de euros, una cifra muy superior a la dedicada en los últimos años. Los ámbitos de cooperación abarcaron desde primeros estudios de viabilidad para el inicio de nuevos proyectos hasta la asunción de etapas específicas de iniciativas de I+D para las que esos centros disponen de conocimiento y/o instalaciones específicas. Asimismo, se incrementó la participación en consorcios con otras empresas para el desarrollo precompetitivo de nuevas tecnologías.

Además, Repsol participa en los programas de I+D promovidos por diferentes administraciones (autonómica, nacional y europea) y durante 2008 formó parte de 24 proyectos de diversa índole impulsados por la Administración española y en 7 proyectos de la Unión Europea.

Los proyectos y programas de I+D se aplican a toda la cadena de valor de los diferentes negocios, desde la exploración de nuevos yacimientos de crudo o gas hasta la extracción y el acondicionamiento para el transporte, pasando por la transformación y fabricación de productos en los complejos industriales y la distribución al cliente final. En las diferentes áreas de negocio de Repsol se pueden destacar las siguientes líneas y acciones significativas:

- **Upstream.** Repsol aplica las tecnologías más avanzadas en la exploración de nuevos yacimientos de hidrocarburos. Para ello, desarrolla nuevas tecnologías de procesado sísmico en cooperación con otras empresas y universidades de primer nivel para mejorar las posibilidades de análisis e interpretación de imágenes sísmicas, primer paso en la exploración de hidrocarburos. Esta tecnología aportará una ventajosa posición competitiva, ya que aumenta las posibilidades de encontrar reservas de hidrocarburos en aguas profundas –un escenario caracterizado por una geología hasta ahora compleja e invisible mediante las técnicas tradicionales– y reduce significativamente los riesgos de exploración y sus costes asociados.

Otra de las principales líneas de desarrollo tecnológico en Repsol está relacionada con las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a extraer más petróleo y gas de los yacimientos maduros. Asimismo,

se desarrollan y adaptan tecnologías para mejorar la producción de hidrocarburos no convencionales, tanto de crudos pesados como de gas atrapado en yacimientos de muy baja permeabilidad, además de tecnologías y metodologías para mejorar la producción en yacimientos offshore.

- **GNL.** En este negocio, donde Repsol tiene una posición relevante a nivel internacional, se están desarrollando tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que permitirá poner en valor reservas de gas que hoy día no se pueden explotar de forma económicamente viable.

- **Downstream.** El soporte tecnológico especializado para las refinerías permite la obtención de gasolinas y gasóleos de la mejor calidad. Con los avances en este ámbito, Repsol logra anticiparse a las exigencias de la normativa internacional, consigue maximizar el margen operativo de forma sostenible, garantiza el cumplimiento de los requerimientos medioambientales y promueve el ahorro y la eficiencia energética. En este marco estratégico se están desarrollando nuevos productos, como los biocarburantes de origen vegetal y lubricantes y asfaltos con prestaciones mejoradas y adaptados a las nuevas normativas medioambientales.

Así, se han desarrollado diferentes ensayos de flota y pruebas en campo para garantizar que estos nuevos bioproductos llegan al mercado con todas las garantías. Hay que destacar el ensayo en una flota de autobuses de biodiésel procedente de aceite de fritura, las pruebas en 200 vehículos con un biodiésel de alto contenido en renovable (30%), las pruebas en campo de un nuevo aceite como transformador eléctrico biodegradable y con seguridad aumentada, o el ensayo en carretera de un betún de baja temperatura de extendido con sus correspondientes ventajas medioambientales y ahorros de energía.

En su apuesta por la investigación y el desarrollo sostenible, Repsol también ha puesto en marcha diferentes proyectos de carácter innovador, como el estudio de nuevos cultivos para la producción de biocombustibles, el desarrollo de sistemas para la captura de CO₂ con bioalgas reutilizables como biomasa energética, el uso de productos derivados de aceites vegetales en el

tratamiento de plagas en cultivos y la aplicación de aceites extensores en el tratamiento de la madera para prevenir el ataque de agentes xilófagos.

En el Centro de Tecnología de Repsol se desarrollan y fabrican combustibles que se emplean en las grandes competiciones deportivas. En 2008, por cuarto año consecutivo, la gasolina de competición de Repsol CTR-54 fue seleccionada por Honda HRC como la de mejores prestaciones entre varias formuladas por la competencia. Además, por primera vez en el área de Tecnología de Repsol, se ha desarrollado un diésel de competición para el nuevo vehículo Lancer de Mitsubishi que compitió en el último Dakar, prueba que se disputó entre el 3 y el 18 de enero de 2009 en Argentina y Chile. El conocimiento tecnológico adquirido en estas áreas punteras sirve posteriormente para mejorar los productos de la compañía que llegan al consumidor final.

En GLP, hay que resaltar la implementación gradual en el mercado de nuevas aplicaciones de climatización integral en los sectores doméstico, terciario e industrial, que junto al autogás (uso vehicular del GLP) y la utilización en lanchas de bajura (proyecto Peixe Verde), abren un marco de oportunidades al negocio, acompañadas del compromiso con el medio ambiente.

En petroquímica, las líneas de investigación se centran en la optimización de los procesos existentes, muchos de ellos de tecnología en propiedad, y en el desarrollo de productos adaptados a las nuevas necesidades de los mercados, en entornos de competencia creciente. En estos productos, especialmente en los de consumo masivo, es donde la excelencia de las prestaciones y el balance entre propiedades y costes de materias primas y energías necesarios para su producción evidencian las diferencias entre procesos y productores, por eficiencia y sostenibilidad.

Así, los proyectos desarrollados a lo largo de 2008 permitieron rediseñar unidades de producción de polioles con un aumento de capacidad, a la vez que se mejora la calidad de los mismos, tanto en composición como en propiedades.

En el caso de las polioefinas, se definieron procedimientos más eficientes para su producción y se desarrollaron alternativas al uso de monómeros tradicionales con la introducción de catalizadores más eficientes en los procesos.

A través de la participación en Dynasol, se continúa con la estrategia de desarrollo de nuevos cauchos sintéticos, cuyas aplicaciones son muy valoradas en los sectores de la automoción y la elaboración de adhesivos y compuestos.

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

La atención a la seguridad y el medio ambiente constituyen 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”. Éste se completa con el siguiente valor ético: “exigimos un alto nivel de seguridad en procesos, instalaciones y servicios, prestando especial atención a la protección de los empleados, contratistas, clientes y entorno local, y transmitimos este principio de actuación a toda la organización”.

De estos compromisos y valores emana la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de Repsol, que se aplica en todas las actividades de la compañía mediante el sistema de gestión. Su principal soporte es el Manual de Seguridad y Medio Ambiente, que se complementa con un extenso cuerpo de normas, procedimientos y guías técnicas que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa de 2008 de Repsol y en repsol.com se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo recientemente para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

Seguridad

Repsol tiene como objetivo erradicar los accidentes en sus operaciones. Para conseguirlo, anualmente se establecen tanto actuaciones de mejora en la gestión como inversiones para mantener las instalaciones de acuerdo con los mejores estándares del sector. El sistema de gestión se evalúa continuamente para mejorar la seguridad.

La accidentabilidad en Repsol volvió a reducirse en 2008. El índice de frecuencia de accidentes con baja para personal integrado (personal propio más contratista) descendió un 25% respecto al año anterior. De este modo se

cumplió el objetivo anual establecido y se avanzó hacia el horizonte estratégico marcado por la compañía para 2012.

Sin embargo, a pesar de las acciones de mejora emprendidas y los avances conseguidos, hubo que lamentar un total de nueve accidentes mortales, con once fallecimientos, tres de ellos de personal propio y ocho de empresas contratistas. Cinco de esas muertes se produjeron en accidentes de tráfico.

Medio ambiente

En cumplimiento de las líneas estratégicas de Repsol, la protección y conservación del entorno son elementos clave en la actividad de la compañía. En 2008 se realizaron importantes inversiones ambientales. Como en años anteriores, destacan las mejoras introducidas en la actividad de refinación para alcanzar la calidad ambiental de los productos petrolíferos exigida por la normativa. También fueron significativas las actuaciones destinadas a la minimización de las emisiones a la atmósfera, la optimización del consumo de agua, la reducción de la carga contaminante de los vertidos, la correcta gestión de los residuos y la mejora en los sistemas de prevención de derrames a partir de las mejores prácticas disponibles y de la innovación tecnológica. Asimismo, cabe resaltar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de los posibles episodios de contaminación ocurridos en el pasado.

En la nota 39 de la Memoria Consolidada del Grupo Repsol YPF se detalla la información relativa a activos, gastos e inversiones, contingencias, provisiones y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

Cambio climático

A nivel normativo, la presidencia francesa de la Unión Europea aprobó en 2008 un paquete sobre cambio climático y energías renovables. El documento fija como objetivo una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 y un incremento de hasta el 20% en el uso de energías renovables. Durante 2009 se pondrá en marcha todo el proceso de comitología en el seno de la Unión Europea para concretar las medidas que se deben adoptar para alcanzar estas metas.

Adicionalmente, en la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, celebrada en diciembre de 2008 en Poznan (Polonia), se alcanzaron acuerdos sobre el Fondo de Adaptación del Protocolo de Kioto y sobre las medidas de transparencia para la tramitación de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Además, se trató de avanzar en la negociación de compromisos de reducción de emisiones por parte de los países que figuran en el Anexo I y los que no se incluyen en el Anexo I del Protocolo de Kioto, en la posibilidad de incluir la captura y almacenamiento de carbono dentro del MDL y en la clarificación de las reglas de transferencia tecnológica. Las partes pretenden finalizar estas actuaciones en el encuentro clave que tendrá lugar en Copenhague (Dinamarca) a finales de 2009.

A nivel interno, Repsol continuó en 2008 con el despliegue de su Plan de Carbono en todas las líneas de negocio responsables de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente a través de la búsqueda de oportunidades de reducción y de la evaluación de su factibilidad como MDL, de la mejora de la calidad de los inventarios de GEI y de la inversión en Fondos de Carbono.

Repsol explicitó en 2005 un objetivo de reducción de un millón de toneladas de CO₂ equivalente durante el período 2005-2012 respecto al escenario *business as usual*. Las acciones de eficiencia aplicadas en los últimos años han hecho posible la consecución de dicho objetivo durante 2008, por lo que la compañía revisó su objetivo y se fijó una nueva meta más ambiciosa: reducir 1,5 millones de toneladas de CO₂ equivalente adicionales durante el período 2009-2013 respecto al escenario *business as usual*.

Uno de los pilares del Plan de Carbono es el desarrollo de un potente programa de búsqueda interna de oportunidades de reducción, denominado CORE (Catálogo de Oportunidades de Reducción). Gracias a esta iniciativa, se habían identificado 94 proyectos a finales de 2008.

Durante el ejercicio también se continuó trabajando en asegurar la consistencia, transparencia y credibilidad de los procesos de cuantificación, seguimiento y reporte de los gases de efecto invernadero. Para ello, la compañía sigue el programa iniciado en 2007 para la verificación del inventario de este tipo de gases y de las acciones dirigidas a la reducción según el estándar internacional ISO 14064.

Respecto a la inversión en Fondos de Carbono, ésta continuó según lo marcado en los últimos años. Estos fondos desarrollan proyectos de MDL en países en desarrollo, invirtiendo en iniciativas de eficiencia energética, energías renovables, gestión de residuos, cambio de combustibles y otros. Durante 2008 cabe destacar la participación de la compañía en dos iniciativas desarrolladas en China a través del Fondo de Carbono Natsource "Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool (GG-CAP)": un proyecto de cogeneración industrial en Chaochuan y otro de generación hidroeléctrica que aprovecha la corriente del río Chenshui en la provincia de Hunan.

Biodiversidad

Repsol asume el respeto de la biodiversidad en la planificación y desarrollo de sus proyectos y operaciones, previniendo y minimizando los posibles impactos negativos sobre los ecosistemas. En 2008 Repsol YPF desarrolló un cuerpo normativo que establece los criterios y directrices de actuación en materia de biodiversidad para todas las operaciones de la compañía, entre los que hay que destacar el compromiso de puesta en marcha de Planes de Acción de Biodiversidad en los proyectos desarrollados en áreas sensibles.

En esta línea, la compañía continuó en 2008 con el desarrollo de dos Planes de Acción de Biodiversidad (PAB) iniciados en años anteriores: en 2006 en las actividades exploratorias del bloque 39, en Perú, en colaboración con la prestigiosa entidad internacional Smithsonian Institution, y en 2007, en las operaciones offshore en Trinidad y Tobago.

RECONOCIMIENTOS EN SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Por tercer año consecutivo, Repsol forma parte de los selectivos índices de sostenibilidad global Dow Jones Sustainability Index World y europeo Dow Jones Sustainability Index STOXX, así como del Climate Leadership Index.

Dow Jones Sustainability Index es una familia de índices bursátiles cuyos integrantes deben acreditar prácticas avanzadas en las distintas facetas que constituyen la responsabilidad corporativa. Estos índices evalúan anualmente, entre otros aspectos, la gestión de las compañías en materia de seguridad y medio ambiente. Durante 2008 Repsol obtuvo, por primera vez, la máxima puntuación de su sector en política y gestión ambiental, en protección de la biodiversidad y en salud y seguridad en el trabajo. Además, logró por segunda vez consecutiva la máxima puntuación por su gestión del cambio climático.

Por tercer año consecutivo, Repsol se mantuvo en el Climate Leadership Index, donde figuran las 30 mejores compañías industriales del Financial Times 500 en materia de estrategia y política de transparencia ante el cambio climático. La compañía fue valorada como una de las tres mejores del sector del petróleo y el gas, y la única que durante estos tres últimos años se ha mantenido dentro de los tres primeros puestos de su sector.

Para la inclusión en este índice, Repsol superó con éxito la evaluación de diez criterios clave en su actividad, tales como la inversión en nuevas tecnologías para la reducción de emisiones, la gestión y reporte del inventario de emisiones o la inversión en medidas de ahorro y eficiencia energética.

Repsol también pertenece desde 2003 al índice FTSE4Good (Financial Times Stock Exchange Index) de la Bolsa de Londres.

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

Repsol se encuentra inmersa en un momento de cambio para adaptarse a las necesidades de un mercado competitivo que exige 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.

Misión general

Las iniciativas de gestión del conocimiento en Repsol deben contribuir 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 pretende crear 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.

Visión corporativa

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.

Objetivo estratégico

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.

Despliegue y acciones realizadas

En el marco del plan estratégico para el área de gestión del conocimiento, se han creado nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran unas 20.000 personas de toda la compañía. En 2008 también se continuó con los proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros, con motivo de jubilaciones, rotaciones, cambios, incorporación de nuevos profesionales, material de formación... La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales que se registran audiovisualmente.

Para acercar el conocimiento de la compañía a todos los empleados, se ha iniciado el proyecto Moebius, cuya finalidad es poner al alcance de todos los empleados el conocimiento existente dentro de Repsol. Para ello se ha llevado a cabo un prototipo de lo que se quiere que sea el sistema final. En colaboración con la Dirección de Sistemas, se ha conseguido una versión preliminar que está siendo utilizada para mostrar a los negocios las funcionalidades que se pueden conseguir y, también, para disponer de un entorno de pruebas que permita optimizar el rendimiento y garantizar un uso adecuado por parte de los usuarios finales.

Reconocimientos

Durante 2008, Repsol recibió el premio europeo MAKE-2008. Con este galardón se han valorado las acciones desarrolladas y los resultados obtenidos en la gestión del conocimiento a través de una evaluación de más de 500 profesionales, que ha desembocado en la elección de Repsol como una de las diez mejores empresas de Europa en esta materia.

CALIDAD: EXCELENCIA EN LA GESTIÓN

Repsol entiende la calidad como la búsqueda constante de la excelencia mediante la gestión adecuada de todos los recursos con los que cuenta la compañía para generar valor para todos sus grupos de interés a lo largo del tiempo.

Para avanzar en el camino hacia la excelencia, Repsol adoptó en 2001 los modelos de la European Foundation for Quality Management (EFQM) y de la Fundación Iberoamericana para la Calidad (FUNDIBEQ), aplicándolos mediante la realización de autoevaluaciones periódicas que permiten a las unidades de la compañía la identificación, priorización, puesta en marcha y evaluación de sus planes de mejora.

Repsol es miembro de ambas fundaciones internacionales (EFQM y FUNDIBEQ) y, además, participa activamente en las principales asociaciones de calidad de las regiones geográficas en las que opera.

Actualización del Plan Estratégico de Calidad

El Comité de Calidad, constituido por representantes de la alta dirección de las áreas estratégicas de negocio y los directores corporativos, aprueba anualmente el Plan Estratégico de Calidad de la compañía, en el que se fijan los objetivos prioritarios y las actuaciones previstas para desarrollar la política de calidad. El plan vigente contempla una serie de líneas estratégicas que reconocen y promueven la orientación al cliente como uno de los valores profesionales de Repsol, a través del conocimiento y satisfacción de sus necesidades con rapidez y agilidad, y de la anticipación de sus expectativas. Asimismo, el plan contempla como eje básico el fomento de la creatividad y de la innovación como medio para asegurar ventajas competitivas sostenibles.

En 2008 se continuó con el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad. Así, en el ámbito de la consolidación y mejora del proceso de autoevaluación, las distintas unidades de la compañía definen y

ponen en marcha sus planes y programas de mejora a partir de las autoevaluaciones que llevan a cabo.

Desde el lanzamiento de este programa en 2001 se han realizado más de 120 autoevaluaciones, lo que supone que, a diciembre de 2008, el 100% de la organización completó, al menos, dos autoevaluaciones, y el 30%, tres o más.

Durante 2008 se revisó en profundidad la metodología de autoevaluación, diseñada en 2007, con el fin de mejorar su alineamiento con la estrategia del negocio, asegurar la integración de todas las iniciativas de mejora y el seguimiento de los planes de acción, y conseguir que la función calidad actúe como elemento de gestión del cambio. Todo ello apoyándose en la formulación de objetivos ambiciosos, ligados a la creación de valor y contando con un sistema de indicadores para poder realizar un seguimiento y afianzar los procesos de mejora constante y aumento de la eficiencia.

Repsol también trabajó en el despliegue de la gestión orientada a procesos en toda la compañía. 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.

En Repsol se fomenta la utilización del *benchmarking* como base para establecer objetivos de mejora acordes con el entorno y para detectar y difundir el conocimiento de buenas prácticas en la organización.

Innovación y despliegue de formación en calidad

Asimismo, Repsol impulsa la innovación como un valor fundamental de la gestión y así se refleja en su política de calidad. En 2007 se aprobó la adopción del marco de innovación impulsado por el Club Excelencia en Gestión y la fundación COTEC como referencia para impulsar la capacidad innovadora de la organización.

Durante 2008 se desarrolló un nuevo itinerario de formación en materia de calidad de aplicación para todo el personal de la compañía. Este itinerario cubre el conjunto de los ámbitos relacionados con la calidad: los modelos de excelencia y de autoevaluación, la gestión orientada a procesos, las certificaciones de los sistemas de calidad, las herramientas y metodologías básicas de mejora y su puesta en práctica.

Bajo el lema “Inventemos el futuro”, el pasado 8 de octubre se celebró, en colaboración con el Club Excelencia en Gestión, una jornada de puertas abiertas en la sede corporativa de Repsol. El evento, al que asistieron 150 personas de unas 60 empresas de diversos sectores, permitió dar a conocer algunas de las iniciativas relevantes que el Grupo está aplicando en su camino hacia la consecución de la excelencia. Para hacer visibles los compromisos de la política de calidad de Repsol, la agenda de la jornada incluyó temas relacionados con la transformación de la organización, el capital humano, la innovación, el medio ambiente y el compromiso permanente con la sociedad. Estos temas coinciden con los ejes estratégicos que el Club Excelencia en Gestión viene impulsando y con los principios de la excelencia que propugnan los modelos de la EFQM y de la FUNDIBEQ, que se aplican en Repsol.

Certificaciones

Repsol impulsa la implementación de los sistemas de gestión de calidad, basados en estándares internacionales, con la finalidad de avanzar en el camino de la excelencia, desplegar una cultura y un compromiso con la calidad, y cumplir con los requerimientos del mercado.

La compañía cuenta con unas 60 certificaciones en calidad basadas en estándares como ISO 9001:2000, TS 16949 o ISO 17025, que se pueden consultar en www.repsol.com.

RESPONSABILIDAD SOCIAL

Compromiso con la sociedad

Repsol opera en entornos sociales, culturales y económicos muy diversos; por ello su preocupación por la sensibilidad local permite a la compañía entender y responder a las necesidades específicas de las diferentes comunidades con las que Repsol se relaciona en las diferentes fases de su negocio. La atención a las particularidades locales permite a Repsol estar cerca de lo que preocupa a las personas que viven en el entorno en el que opera la compañía.

Por ello, el firme compromiso con el bienestar, desarrollo y prosperidad de las sociedades en las que está presente, así como los principios de desarrollo sostenible, enmarcan la gestión energética eficiente y moderna de Repsol. Para la compañía, el compromiso social es inherente a su actividad. La protección del entorno ambiental y social, las buenas relaciones con las comunidades en las que opera, la seguridad de las personas y el respeto a los derechos humanos definen su modelo de gestión.

Durante 2008, Repsol avanzó en la ejecución de las seis líneas estratégicas del Plan Director de Responsabilidad Corporativa 2007-2009. A 31 de diciembre de 2008 se habían realizado 50 de las 65 acciones establecidas en el plan, lo que representa un grado de avance del 80%.

El acercamiento y la relación continua con los diferentes grupos de interés de la compañía es una de las premisas fundamentales del **Programa de Compromiso con la Comunidad**, que se enmarca dentro de una de las líneas estratégicas del Plan Director, dirigida a impulsar el diálogo y la cooperación con la comunidad.

Este programa está orientado a analizar, ordenar y orientar las acciones de compromiso social de la compañía, alineándolas con los objetivos y la estrategia del negocio, así como con las necesidades reales de las comunidades y las sociedades en las que Repsol opera.

Uno de los principales hitos de este año fue la elaboración y aprobación de la **política de relaciones con la comunidad y de la política de relaciones con comunidades indígenas**, que desde entonces regulan la actuación de Repsol y de sus contratistas y proveedores.

El proceso de desarrollo de las políticas contó con la participación de los agentes sociales. Concretamente, en la elaboración de la política de relaciones con comunidades indígenas fueron contactadas más de 24 organizaciones nacionales e internacionales.

Esta política supone el apoyo de Repsol al reconocimiento de los pueblos indígenas recogidos en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y en la Declaración sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas de la Asamblea General de Naciones Unidas. Reconoce el carácter diferencial de estas comunidades, el deber de respetar y promover sus derechos humanos y libertades fundamentales y, particularmente, sus estructuras organizativas, económicas y sociales. Asimismo, en el marco de las políticas aprobadas antes citadas, Repsol se compromete a consultar previa e informadamente a esas comunidades, y a que las mismas puedan participar, siempre que sea posible, en los beneficios que reporten las actividades de explotación de los recursos hidrocarbúricos existentes en sus tierras, entre otros.

Estas políticas permiten potenciar el enfoque que desde Repsol se ha querido promover en el diálogo y entendimiento con las comunidades del entorno de sus operaciones, y responder a sus necesidades específicas mediante la elaboración de planes de relación con la comunidad.

El enfoque de la compañía en materia de responsabilidad corporativa y desarrollo sostenible fue reconocido nuevamente en 2008. Dow Jones volvió a incluir a Repsol en sus selectivos **Dow Jones Sustainability Indexes**. En lo referente a los criterios sociales del análisis, Repsol destacó por la solidez de su compromiso social y obtuvo la mejor puntuación en desarrollo del capital humano, salud y seguridad en el trabajo, e impacto social en las comunidades.

Asimismo, la permanencia en el índice **FTSE4Good** avaló un año más el compromiso de Repsol con la creación de valor a largo plazo.

Durante 2009 y, teniendo en cuenta las expectativas de los grupos de interés, se establecerán las bases de la nueva estrategia de la compañía en materia de Responsabilidad Corporativa en torno al nuevo **Plan Director 2010-2012**.

Fruto del compromiso voluntario de Repsol con la mejora sostenida de la sociedad, la **Fundación Repsol** emprendió en 2008 una nueva etapa en la que asumió objetivos renovados.

La Fundación se concibe como la máxima expresión de la vocación de responsabilidad social de la compañía. Su objetivo es operar en aquellos ámbitos en los que puede realizar una mayor aportación, que tengan un claro impacto en la mejora y el progreso de la sociedad, y que contribuyan al bienestar de las personas. Sus áreas de actuación se centran en la acción social, la energía y el medio ambiente, la movilidad responsable y la educación y la cultura. Además, la Fundación aportará debate y análisis sobre tendencias y áreas sensibles de preocupación en el campo social, energético y medioambiental, creando espacios de encuentro y foros de discusión.

En la nueva Fundación se integra la gestión de los programas y actividades de carácter cultural, social, científico, educativo y de fomento de la investigación hasta ahora dispersa en el Grupo Repsol, dando así continuidad a las iniciativas que la compañía desarrollaba desde su área de Responsabilidad Corporativa.

Más de 1.200 programas

Una de las líneas de actuación de Repsol en materia de compromiso social responde a las necesidades identificadas en las comunidades bajo un criterio de perdurabilidad. Normalmente, la compañía determina, junto con las comunidades o sus representantes, los proyectos prioritarios que se deben emprender para ayudar a satisfacer las necesidades identificadas.

Las actividades que la compañía ha realizado se pueden recoger en las siguientes líneas de actuación: educación y formación, desarrollo comunitario, salud, integración social, medio ambiente, arte y cultura.

Repsol YPF y sus fundaciones destinaron en 2008 un total de 30 millones de euros a inversión social. En su conjunto, durante el ejercicio se desarrollaron más de 1.200 programas de acción social y cultural.

INVERSIÓN EN PROGRAMAS SOCIALES Y CULTURALES	Miles de euros				
	2004	2005	2006	2007	2008
España ⁽¹⁾	9.714	10.856	12.806	13.308	8.982
Europa, África y Asia	868	295	801	1.270	845
Norte América	537	719	478	54	62
Sur América (sin Arg.)	2.836	3.903	5.116	5.310	5.343
Argentina	2.378	6.898	6.254	12.360	14.662
Total	16.333 16.333	22.671	25.455	32.302	29.894
% sobre resultados antes de impuestos ⁽²⁾	0,40%	0,41%	0,47%	0,58%	0,63%

- (1) La participación del ISE en 2008 ascendió a cerca de 5 millones de euros.
(2) Calculado sobre beneficio antes de impuestos y participadas.

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.

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 2008 más de 62.000 llamadas (una media de 238 al día) y cerca de 300 correos electrónicos de accionistas que solicitaban información. Las consultas más habituales en 2008 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 2008 tuvo más de 200.000 visitas. El portal cuenta también con una dirección de correo electrónico (infoaccionistas@repsolypf.com) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2008 se recibieron en este buzón más de 500 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. Entre las actividades que llevó a cabo durante 2008 destaca la presentación del Plan Estratégico 2008-2012 a inversores y a la comunidad financiera internacional. A lo largo del ejercicio se realizaron 12 *roadshows* globales (encuentros de directivos de la compañía con inversores institucionales internacionales) y más de 120 *one-on-one* (entrevistas personales con inversores y analistas financieros). Asimismo, Repsol programó diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, a las que acudieron numerosos inversores institucionales. La Dirección de Relación con Inversores también organizó en 2008 un *field trip* con analistas financieros a las oficinas de Repsol en Houston en el que se presentaron los proyectos de Upstream que la compañía desarrolla en la zona, así como la estrategia exploratoria de la compañía en aguas profundas.

Medios de comunicación

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja para que las demandas de información de los periodistas se respondan 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 una treintena de países.

La Dirección de Comunicación 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 actividad con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Cualquier actividad e iniciativa llevada a cabo por Repsol es comunicada a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2008 más de 80 notas de prensa sólo en España, a las que se

unen otras difundidas por los complejos industriales a nivel local, además de las emitidas en los países donde opera la compañía.

Para reforzar la relación con los periodistas, se organizan ruedas de prensa y reuniones informativas específicas con los responsables de los medios de comunicación. En 2008 destacaron las realizadas con motivo de la Junta General de Accionistas y la presentación del Plan Estratégico 2008-2012.

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, imágenes y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol dispone de un buzón de prensa (prensa@repsol.com) operativo las 24 horas del día que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2008 casi 4.000 consultas y peticiones de información.

Una importante herramienta de comunicación es el portal repsol.com. Su promedio mensual de visitas y de páginas vistas, cinco millones y ochenta millones, respectivamente, lo avalan como uno de los más visitados del conjunto de las empresas que conforman el IBEX-35, el principal índice de referencia de la bolsa española. El sitio repsol.com incorpora continuamente novedades que mejoran el atractivo, la accesibilidad, la seguridad y la rapidez de la información. El portal, que entre otros servicios ofrece a los clientes de la compañía la posibilidad de operar online, se puede consultar en castellano, inglés, portugués, catalán, gallego y euskera.

La consultora internacional Hallvarsson&Hallvarsson reconoció en 2008 a Repsol como la primera compañía española por su transparencia y con las mejores prácticas en los contenidos de su web corporativa, que ocupa el sexto

puesto de la clasificación global de las empresas con mayor capitalización bursátil de Europa.

También en 2008 el portal de la compañía recibió el IMA Outstanding Achievement Award por su canal de Estaciones de Servicio, que supone un reconocimiento al esfuerzo de difusión de sus actividades comerciales y de acercamiento de la marca y sus productos a los clientes de una forma innovadora y cercana.

POLÍTICA DE MARCAS

Durante 2008 se avanzó sustancialmente en la consolidación de la estrategia de marcas, con importantes hitos de marketing y comunicación, ejes de la creación de valor para la compañía.

Comunicación de la experiencia e innovación tecnológica de Repsol al servicio de la sociedad. La campaña de comunicación “Inventemos el futuro” sintetiza el posicionamiento de una empresa experta en el sector energético y, a la vez, responsable y orientada a las personas, comprometida con la sociedad y el futuro.

Para mostrar evidencias tangibles del avance de Repsol en esta línea, la campaña de comunicación se apoyó en cuatro de sus proyectos más innovadores:

- **Microalgas.** Repsol desarrolla biocombustibles de segunda generación a partir de microalgas y de otros cultivos no aptos para la alimentación.
- **Caleidoscopio.** Ciencia y tecnología de vanguardia se unen para descubrir yacimientos de petróleo y gas en las profundidades marinas, respetando el entorno natural.
- **Asfaltos.** A través del reciclado de neumáticos, Repsol produce asfaltos que reducen la contaminación medioambiental y acústica, y mejoran la seguridad vial.
- **Plásticos.** Repsol desarrolla una nueva generación de plásticos para invernaderos, respetuosos con el medio ambiente, ya que logran una mayor eficiencia en los cultivos mediante un óptimo aprovechamiento del sol y el menor uso de agua.

Racionalización de la arquitectura de marcas de la compañía. La política de marcas de Repsol está enfocada a construir y potenciar la marca YPF en

Argentina y la marca Repsol en el resto del mundo. Las actuaciones clave han implicado la revisión de las principales aplicaciones de marca en toda la compañía, priorizando las de mayor impacto visual. Como ejemplo de esta orientación destaca el cambio de nombre de la Guía Campsa por el de Guía Repsol, después de más de 30 años de historia en la difusión de la gastronomía y el turismo de España. Además, se han redefinido las marcas-producto, endosando a todas ellas la marca Repsol para que nunca se pierda la vinculación. Las nuevas marcas-producto de la compañía se diseñan en el marco de una familia gráfica que facilita el recuerdo selectivo, aunque respondiendo siempre a las necesidades específicas de cada área de negocio.

El correcto seguimiento y aplicación de los objetivos de identidad de marca es una pieza clave en la coherencia del posicionamiento de la marca Repsol y sus marcas comerciales; permite la construcción sostenida de su notoriedad, garantiza el conocimiento y la transmisión de los valores que la identifican y sirve de apoyo en el aumento de su valor económico.

La prioridad estratégica de construir y gestionar la marca se refleja en la documentación de pautas que han de regir nuestra comunicación, tanto a nivel externo como interno. Para garantizar la correcta aplicación de la marca y su identidad, se ponen a disposición de los principales gestores de comunicación los manuales de identidad, los cuales definen rigurosamente los aspectos más significativos de la utilización de la marca en sus distintos puntos de contacto, ya sea una estación de servicio, una agencia distribuidora de butano o un camión de transporte de combustible. En este sentido, se ha iniciado un proceso de renovación de los manuales de identidad visual, en el que los esfuerzos se focalizan en la interactividad, simplificación, facilidad de manejo y posibilidad de descarga de impresos.

En el período 2006-2007 y en el marco de una reflexión estratégica interna apoyada en los resultados del proyecto de valoración de marca y de otros estudios, se abordaron múltiples iniciativas para optimizar la gestión de las marcas y crear valor económico a medio y largo plazo. Para medir el efecto de estas iniciativas sobre las marcas de la empresa y sobre los clientes se ha

realizado una nueva valoración de las marcas principales de la compañía que analiza la evolución del posicionamiento de éstas, el impacto de las acciones de comunicación y patrocinio, y los cambios del contexto competitivo. De este modo, se mide la variación en los *drivers* de los clientes y el papel y la fuerza de marca entre la última valoración y el momento actual. Esta valoración permitirá apoyar la toma de decisiones estratégicas en este ámbito y fortalecer el reconocimiento de la marca y de otros intangibles como activos clave de la empresa ante sus empleados y la sociedad en general.

PATROCINIO DEPORTIVO

Un año más, Repsol participó en 2008 en competiciones como el Campeonato del Mundo de Motociclismo por tratarse de los mejores bancos de pruebas para sus carburantes y lubricantes, que de esta manera se exponen a las situaciones más extremas. Y es, precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición, lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las expectativas de sus clientes.

La temporada 2008 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol, que participaron en las competiciones internacionales de más alto nivel. Se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial outdoor en categoría femenina, y se obtuvo ese mismo título y el del Campeonato del Mundo de Trial indoor en la categoría masculina. También se consiguió el primer puesto en las GP2 Series –antesala de la Fórmula 1– y el título de campeones del mundo, individual y por equipos, en el Mundial de Turismos, lo que suma seis entorchados mundiales que se agregan al palmarés de Repsol.

Durante 2008 destacó la participación de Repsol en el Campeonato del Mundo de Turismos (WTCC). En su quinta edición, esta competición se ha posicionado como la segunda prueba automovilística en importancia, sólo superada por la Fórmula 1. La victoria de Yvan Muller y la obtenida por equipos con Seat fueron un gran escaparate internacional para la marca Repsol, otro de los atributos, junto al desarrollo de carburantes y lubricantes, por el que la compañía apuesta por el patrocinio deportivo.

En el Mundial de Motociclismo, el piloto de Repsol Marc Marquez, de 16 años, presentó su candidatura para formar parte de la élite de esta disciplina, demostrando sus cualidades, tanto deportivas como humanas, algo que Repsol siempre valora en sus representantes deportivos, además del rigor y la profesionalidad. En MotoGP, la máxima categoría, Dani Pedrosa se mantuvo como líder durante la primera mitad del campeonato, pero la buena suerte no

fue su mejor aliado, pese a lo cual concluyó la temporada en un meritorio tercer puesto en la clasificación general.

En trial, Toni Bou se confirmó como nuevo líder indiscutible de la especialidad al revalidar sus dos títulos mundiales, mientras que Laia Sanz se mantuvo en la cima en la categoría femenina, consiguiendo su octava corona mundial.

El año 2009 no podía empezar mejor para Repsol. Marc Coma demostró una vez más que nadie puede hacerle sombra en motos offroad al adjudicarse el triunfo en el Dakar 2009, que se disputó por primera vez en Argentina y Chile. Se trata del primer bicampeón español de esta mítica prueba y del primer triunfo de un piloto de Repsol en el presente año, en el que se conmemora el 40 aniversario de la presencia de la compañía en el mundo del motor.

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), de Nueva York (New York Stock Exchange) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

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 Caixa Corp. ⁽²⁾	14,31
Petróleos Mexicanos ⁽³⁾	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

(3) 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 por los cuales se arbitran mecanismos a través de los cuales se facilita 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.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG informaron a la CNMV el 18 de enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. Según la información presentada en la CNMV, dichas entidades son sociedades gestoras de instituciones de inversión colectiva, sin que la entidad dominante de éstas (Barclays Global Investors UK Holdings, Ltd.) dé instrucciones directas o indirectas para el ejercicio de los correspondientes derechos de voto poseídos por dichas sociedades gestoras.

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.
- De conformidad con la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), 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, deberían ser notificadas a la Administración para que el Consejo de Ministros, en el plazo de dos meses, autorice, deniegue o condicione el ejercicio de los derechos políticos (la llamada “*golden share energética*”).

En relación con tal disposición, la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008 ha señalado que el Reino de España ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud del artículo 56 CE (libertad de movimientos de capitales), al mantener en vigor medidas como la “*golden share energética*” que limitan los derechos de voto correspondientes a las acciones poseídas por entidades públicas en las empresas españolas que operen en el sector energético.

- 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 restrinjan o condicionen 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 incurso en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas 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 concorra 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 Anónimas 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 de la celebrada el 31 de mayo de 2005 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 14 de mayo de 2008, 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 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.

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 la Alta 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 es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo, excepto en un supuesto, en el que está establecida en tres anualidades de la retribución monetaria total.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 34 de la Memoria Consolidada del Grupo Repsol YPF.

NUEVA SEDE DE REPSOL

El pasado 3 de noviembre, tras la obtención de las licencias y autorizaciones otorgadas por el Ayuntamiento de Madrid, se inició la construcción de la nueva sede social de Repsol en la Calle Méndez Álvaro, en los terrenos de la antigua sede de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH). El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

La futura sede de Repsol dispondrá de más de 66.000 m² sobre rasante, distribuidos en una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. Asimismo, contará con más de 56.000 m² subterráneos, repartidos en dos plantas de instalaciones y aparcamiento para unos 2.000 vehículos. El proyecto incluye más de 8.000 m² para ofrecer un amplio programa de servicios a los empleados.

Los edificios conformarán un anillo cerrado que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de más de 9.500 m² que ha sido diseñado por el estudio de arquitectura y paisajismo Latz & Partner. Este espacio, concebido como sostenible, empleará un sistema de reutilización de aguas pluviales y estará formado por especies autóctonas y/o adaptadas al clima de Madrid. Además, en el perímetro del campus empresarial se generará una nueva zona verde de 2.700 m² para dar continuidad a las ya existentes en el área.

Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad, lo que le permitirá optar a la prestigiosa Certificación Leadership in Energy & Environmental Design (LEED®), que otorga el U.S. Green Building Council. Este prestigioso organismo ha desarrollado un sistema que tiene en cuenta el ciclo de vida completo del edificio (diseño, construcción, operación y mantenimiento). Como principales ponderables, se tendrá en cuenta la ubicación de la parcela elegida, la eficiencia en el consumo de agua y energía, la calidad ambiental del interior del edificio y la procedencia de los materiales utilizados en la construcción.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DE EJERCICIO: 31/12/2008

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	17.988	174.645.246	14,307
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.	113.329.831	9,283
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	REPINVES, S.A.	61.315.415	5,022
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
AXA, S.A.	13/11/2008	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	12.718	0	0,001
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

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 JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	2.300	42.000	0,004
DON JUAN ABELLO GALLO	1.000	81.926	0,007
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	242	0	0,000
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

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
DON JUAN ABELLO GALLO	ARBARIN SICAV, S.A.	81.926	0,007
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	LOUPRI INVERSIONES SICAV, S.A.	21.000	0,002
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	PRILOU, S.L.	21.000	0,002
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BILBAO ORBIETO, S.L.	17.200	0,001

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,031
---	--------------

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., comunicado 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:

SI

% de capital social afectado :

3.219

Breve descripción del concierto :

Las entidades que ejercitan los derechos de voto de manera concertada son todas sociedades gestoras de IICS, sin que la entidad dominante de éstas (Barclays global investors UK holdings LTD) dé instrucciones directas o indirectas para el ejercicio de los correspondientes derechos de voto poseídos por dichas sociedades gestoras.

Intervinientes acción concertada
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, NA
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS (DEUTSCHLAND)
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, LTD
BARCLAYS GLOBAL FUND ADVISORS

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	12.229.428	1,002

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
REPSOL YPF TESORERÍA Y GESTIÓN FINANCIERA, S.A.	12.229.428

Total	12.229.428
--------------	------------

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	% total sobre capital social
26/08/2008	5.157.665	7.051.406	1,000

Plusvalía/(Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)	568
--	-----

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 14 de mayo de 2008, adoptó, en su quinto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

‘Autorizar 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 5% 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.

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 18 meses, 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 9 de mayo de 2007.’

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
De conformidad con la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), 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, deberían ser notificadas a la Administración para que el Consejo de Ministros, en el plazo de dos meses, autorice, deniegue o condicione el ejercicio de los derechos políticos (la llamada ‘golden share energética’).
En relación con tal disposición, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud del artículo 56 CE, al mantener en vigor medidas como la ‘golden share energética’ que limitan los derechos de voto correspondientes a las acciones poseídas por entidades públicas en las empresas españolas que operen en el sector energético.

Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto

Asimismo, 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. Último nombram	Procedimiento de elección
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	--	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 ANTONIO HERNANDEZ-GIL ALVAREZ-CIENFUEGOS	--	CONSEJERO	06/06/1997	31/05/2005	COOPTACIÓN
DON ARTUR CARULLA FONT	--	CONSEJERO	16/06/2006	16/06/2006	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	--	CONSEJERO	23/07/2003	09/05/2007	COOPTACIÓN
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	--	CONSEJERO	29/12/2005	16/06/2006	COOPTACIÓN
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	--	CONSEJERO	16/06/2006	16/06/2006	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	--	CONSEJERO	19/12/2007	14/05/2008	COOPTACIÓN

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F. Primer nombram	F. Ultimo nombram	Procedimiento de elección
GÉNOVA					
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	--	CONSEJERO	09/05/2007	09/05/2007	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	--	CONSEJERO	29/12/2005	16/06/2006	COOPTACIÓN
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	RAUL CARDOSO MAYCOTTE	CONSEJERO	26/01/2004	16/06/2006	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	31/05/2005	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 denominación 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 ANTONIO HERNANDEZ-GIL ALVAREZ-CIENFUEGOS

Perfil

Burgos, 1953. Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense. Desde 1983 es Catedrático de Universidad de Derecho Civil, cátedra que ha desempeñado en la Universidad de Santiago de Compostela y, actualmente, en la UNED. Abogado en ejercicio desde 1974, especializado en Derecho Civil y Mercantil y en Arbitraje. En diciembre de 2007 fue elegido Decano del Ilustre Colegio de Abogados de Madrid. En 2002 fue designado vocal de la Comisión Especial para el Fomento de la Transparencia y la Seguridad en los Mercados Financieros y las Sociedades Cotizadas. Es Consejero y Miembro del Comité de Auditoría y Control de Barclays Bank, S.A. y Decano del Ilustre Colegio de Abogados de Madrid.

Nombre o denominación del consejero

DON ARTUR CARULLA FONT

Perfil

Barcelona, 1948. 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 Consejero Delegado de Arborinvest, S.A. y Corporación Agrolimen, S.A. y Presidente de las siguientes sociedades: 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. y Arbores Ausonia, S.L.U. Asimismo, es Consejero de 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, Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona).

Nombre o denominación del consejero

DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ

Perfil

Sevilla, 1940. 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 del 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

París (Francia), 1949. Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de Sao Paulo y Postgraduado 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 - Houston, Presidente de Brenco - Companhia Brasileira de Energía Renovável, Consejero de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Consultivo de Peugeot Citroen, S.A. y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Nombre o denominación del consejero

DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR

Perfil

Pamplona (Navarra), 1951. Licenciado en Ciencias Económicas y Actariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Abertis Infraestructuras, S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A., Celistics, L.L.C. y Consulnor, S.A. 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, Consejero de la Agencia de Calidad y Acreditación del Sistema Universitario Vasco y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

Nombre o denominación del consejero

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Perfil

Aucas (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 Comisión Nacional del Mercado de Valores. 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 Begar, S.A., y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

Nombre o denominación del consejero

DOÑA PAULINA BEATO BLANCO

Perfil

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. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, Consejera de Solfocus Europe, 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

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. Actualmente es Consejero de Gestevisión Telecinco, S.A., Consejero asesor de Exponencial-Agencia de Desarrollos Audiovisuales, S.L., Ambers Co, Responsables Consultores y FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L., Presidente de 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	Denominación 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	ITINERE INFRAESTRUCTURAS. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO. S.A.	PRESIDENTE

Nombre o denominación social consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	TELFÓNICA. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	FAES FARMA. S.A.	CONSEJERO
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	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR VALLEHERMOSO. S.A.	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	ITÍNERE INFRAESTRUCTURAS. S.A.	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP. S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	ADOLFO DOMÍNGUEZ. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	GESTEVISIÓN TELECINCO. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMPANÍA LOGISTICA DE HIDROCARBUROS. S.A. (CLH)	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	8.093
Retribucion Variable	1.687
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	56

Total	9.836
--------------	--------------

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Creditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.437
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	243
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
Retribucion Fija	465
Retribucion Variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/o otros instrumentos financieros	0
Otros	0

Total	465
--------------	-----

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	5.701	465
Externos Dominicales	1.766	0
Externos Independientes	2.369	0
Otros Externos	0	0

Total	9.836	465
--------------	-------	-----

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante

Remuneración total consejeros(en miles de euros)	10.301
Remuneración total consejeros/beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,4

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 ENRIQUE LOCUTURA RUPEREZ	D. G. GNL
DON FERNANDO RAMIREZ MAZARREDO	D. G. Económico Financiero
DOÑA MARÍA PATRICIA MANTEL	D. C. Desarrollo Directivo
DON PEDRO FLORENTINO FERNANDEZ FRIAL	D. G. Downstream
DON ANTONIO GOMIS SÁEZ	D. G. Operaciones YPF (COO)
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN	C.O.O.
DON FRANCISCO JAVIER MACIÁN PÉREZ	D. G. Recursos Humanos
DON JAUME GIRÓ RIBAS	D. G. Comunicación y Gabinete de Presidencia
DON ISIDORO MANSILLA BARREIRO	D. Auditoría y Control
DOÑA CRISTINA SANZ MENDIOLA	D. G. Medios
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	D. G. Upstream

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	12.926
--	--------

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	14
-------------------------	----

	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
<p>Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establecen, en su artículo 45, que:</p> <p>‘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 detrída 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos.’</p> <p>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.</p> <p>Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. contempla:</p>

Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias

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 denominación 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	ITÍNERE INFRAESTRUCTURAS, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	ADMINISTRADOR SOLIDARIO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	AEROPUERTO DE LA REGIÓN DE MURCIA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR VALLEHERMOSO PARTICIPACIONES, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	ADMINISTRADOR SOLIDARIO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SOMAGUE S.G.P.S. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	AUTOPISTA VASCO ARAGONESA CONCESIONARIA ESPAÑOLA, S.A. (GRUPO	VICEPRESIDENTE

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
	SACYR VALLEHERMOSO)	
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	TESFRAN, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SACYR, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	AUTOPISTA DEL ATLÁNTICO CONCESIONARIA ESPAÑOLA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	SOCIEDAD CONCESIONARIA AEROPUERTO DE MURCIA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	AUTOVÍA DEL BARBANZA CONCESIONARIA DE LA XUNTA DE GALICIA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON LUIS FERNANDO DEL RIVERO ASENSIO	VALORIZA GESTIÓN, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	VICEPRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SOMAGUE S.G.P.S. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	ITÍNERE INFRAESTRUCTURAS, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	AUTOPISTA VASCO ARAGONESA CONCESIONARIA ESPAÑOLA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALLEHERMOSO DIVISIÓN PROMOCIÓN S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A.U. (GRUPO SACYR VALLEHERMOSO)	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	DIRECTOR GENERAL

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	CRITERIA CAIXACORP, S.A.	CONSEJERO

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 13,747% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Actividades Inmobiliarias y Agrícolas, S.A. y Rimefor Nuevo Milenio, 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 13,50% 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 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 JUAN ABELLO GALLO

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.

Descripción relación

Es titular indirecto del 10,152 % 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

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 incursoas en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas 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 incursoas 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 representarían 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 periodos 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
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:</p> <p>‘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.’</p> <p>Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:</p> <ol style="list-style-type: none">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:<ol style="list-style-type: none">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; yg) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.3. Las siguientes decisiones:<ol style="list-style-type: none">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

Medidas para limitar riesgos

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 fianzamientos 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

Medidas para limitar riesgos
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

NO

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
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

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

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	11
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	1
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	0,568

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

Nombre	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE
DON FERNANDO RAMIREZ MAZARREDO	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 Auditoría 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 aquellas 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, 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 encomendada 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, encuadrada dentro la Dirección General Económica Financiera, 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	292	515	807

auditoría (miles de euros)			
Importe trabajos distintos de los de auditoría/Importe total facturado por la firma de auditoría (en%)	8,630	10,240	9,590

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	18	18

	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 NIUBO	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,007	VICEPRESIDENTE
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	ASHMORE ENERGY INTERNATIONAL - HOUSTON	0,000	CONSEJERO
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	BRENCO - COMPANHIA BRASILEIRA DE ENERGIA RENOVÁVEL	0,000	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,000	CONSEJERO

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMPAÑIA LOGISTICA DE HIDROCARBUROS, S.A. (CLH)	0,000	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG, S.A.	0,002	-
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
<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. <p>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.</p>

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
<p>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.</p>

Detalle del procedimiento
<p>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:</p> <p>- 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.</p>

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
<p>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.</p> <p>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.</p>

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	Tipología
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	PRESIDENTE	EJECUTIVO
DON ANTONIO HERNANDEZ-GIL ALVAREZ-CIENFUEGOS	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	Tipología
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON CARMELO DE LAS MORENAS LOPEZ	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	VOCAL	INDEPENDIENTE

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
DON ANTONIO HERNANDEZ-GIL ALVAREZ-CIENFUEGOS	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON ARTUR CARULLA FONT	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipología
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	PRESIDENTE	DOMINICAL
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN ABELLO GALLO	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	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 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 2008 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 2008 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.

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 2008 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 2008 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

COMISIÓN 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 2008.

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:

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	6.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	9.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	244.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	2.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	3.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	23.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	1.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Arrendamientos	1.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	521.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Gastos financieros	6.000

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: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	59.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	10.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	208.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Ingresos financieros	4.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Recepción de servicios	2.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garanías y avales recibidos	91.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	12.000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	4.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Compra de bienes (terminados o en curso)	2.109.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	95.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros gastos	1.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Ingresos financieros	6.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Prestación de servicios	26.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Societaria	Dividendos y	51.000

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)
			otros beneficios distribuidos	
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Otros ingresos	4.000
PETROLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	443.000

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)	931

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.),

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 Asuntos Institucionales, encargada de dirigir y coordinar con las unidades organizativas implicadas las actividades de gestión y evaluación de los valores y riesgos de reputación corporativa, conforme a las directrices y políticas del Comité de Reputación Corporativa y de la Dirección General de Comunicación y Gabinete de Presidencia para garantizar la aplicación del modelo y estrategia de responsabilidad y reputación corporativa de Repsol YPF.

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,

NO

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

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 riesgos 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

Describe en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

Describe las diferencias
Como excepción al régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas, 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 exceptuarán 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.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. el 4 de abril de 2003, y modificado por acuerdos de este mismo órgano el 31 de marzo de 2004, 16 de junio de 2006 y 9 de mayo de 2007, no ha sido modificado durante el ejercicio 2008.

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	
14/05/2008	0,045	69,413	0,006	0,120	69,584

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 2008 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 14 de mayo de 2008, 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 del Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2007, la propuesta de aplicación de sus resultados y la gestión del Consejo de Administración durante dicho ejercicio.

Votaron a favor 674.512.657 acciones, votaron en contra 20.024 acciones y se abstuvieron 220.068 acciones.

2. Modificar el segundo párrafo del artículo 49 de los Estatutos Sociales ('Cuentas Anuales').

La redacción resultante de los Estatutos Sociales puede consultarse en la página web de la Compañía (www.repsol.com).

Votaron a favor 674.627.489 acciones, votaron en contra 33.615 acciones y se abstuvieron 91.645 acciones.

3.1. Ratificar la designación, acordada por el Consejo de Administración en virtud de su facultad de cooptación para cubrir una vacante producida después de la pasada Junta General Ordinaria, de D. Isidre Fainé Casas, nombrándole Consejero de la Sociedad.

Votaron a favor 674.510.388 acciones, votaron en contra 156.925 acciones y se abstuvieron 85.436 acciones.

3.2. Ratificar la designación, acordada por el Consejo de Administración en virtud de su facultad de cooptación para cubrir la segunda vacante producida después de la pasada Junta General Ordinaria, de D. Juan María Nin Génova, nombrándole Consejero de la Sociedad.

Votaron a favor 674.298.211 acciones, votaron en contra 373.446 acciones y se abstuvieron 81.092 acciones.

4. 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 674.534.112 acciones, votaron en contra 24.533 acciones y se abstuvieron 194.104 acciones.

5. Autorizar 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 5% 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.

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 18 meses, 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 9 de mayo de 2007.

Votaron a favor 674.548.664 acciones, votaron en contra 34.552 acciones y se abstuvieron 169.533 acciones.

6. Delegar en el Consejo de Administración con la mayor amplitud posible, incluida la facultad de delegar en todo o en parte las facultades recibidas en la Comisión Delegada, cuantas facultades fueran precisas para complementar, desarrollar, ejecutar y subsanar cualesquiera de los acuerdos adoptados por la Junta General. La facultad de subsanar englobará la facultad de hacer cuantas modificaciones, enmiendas y adiciones fueran necesarias o convenientes como consecuencia de reparos u observaciones suscitados por los organismos reguladores de los mercados de valores, las Bolsas de Valores, el Registro Mercantil y cualquier otra autoridad pública con competencias relativas a los acuerdos adoptados.

Delegar solidaria e indistintamente en el Presidente del Consejo de Administración y en el Secretario y en el Vicesecretario del Consejo las facultades necesarias para formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General, e inscribir los que estén sujetos a este requisito, en su totalidad o en parte, incluyendo las facultades relativas a la formalización del depósito de las cuentas anuales, pudiendo al efecto otorgar toda clase de documentos públicos o privados, incluso para el complemento o subsanación de tales acuerdos.

Votaron a favor 674.631.791 acciones, votaron en contra 24.786 acciones y se abstuvieron 96.172 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 autocarera 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) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización. Se entiende que estas facultades sobre la alta dirección deben estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias. No obstante, 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 Parcialmente

Actualmente la convocatoria del Consejo pueden solicitarla 1/4 de los consejeros (art. 9.3 Reglamento del Consejo). Por tanto, dado que los Consejeros Independientes representan la mitad del total de consejeros, éstos podrán, por sí mismos, solicitar la convocatoria del Consejo.

A este respecto, el Consejo de Administración procurará que el número de Consejeros Externos Independientes representen, al menos, un tercio del total de los Consejeros (artículo 3.2 Reglamento del Consejo).

Asimismo, cualquiera de los Consejeros puede 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 (artículo 9.3 Reglamento del Consejo).

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 vengán 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.1.1.5

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.1.1.15

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

Cumple

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

La Sociedad cumple, excepto lo relativo al informe sobre el cese de los altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo. 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 14 de mayo de 2008, 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, a efectos económicos, la participación del Grupo Critería CaixaCorp en Repsol YPF, S.A. es del 12,68% y que en Repinves, S.A., Critería CaixaCorp, S.A. ostenta una participación del 67,60% del capital social.

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 2008, 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 2008 y 2007, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2008	2007
Consejo de Administración	172.287	165.661
Comisión Delegada	172.287	165.661
Comisión de Auditoría y Control	86.144	82.830
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	41.415
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	41.415

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2008 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,824 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	
Antonio Hernández-Gil	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	-	-	43.072	-	215.359
Luis del Rivero	172.287	172.287	--	-	344.574	
Juan Abelló	172.287	-	--	43.072	215.359	
Pemex Intern. España	172.287	172.287	--	43.072	387.646	
José Manuel Loureda	172.287	-	--	43.072	215.359	
Luis Carlos Croissier	172.287	-	--	43.072	215.359	
Isidro Fainé	172.287	172.287	--	-	344.574	
Juan María Nin	172.287	-	-	43.072	258.431	
Ángel Duráñez	172.287	-	86.144	-	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, variable anual y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2008 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 4,013 millones de euros, correspondiendo 2,691 a D. Antonio Brufau y 1,322 a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración variable plurianual percibida por D. Antonio Brufau, determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2004-2007, ha ascendido a 0,850 millones de euros. La retribución variable plurianual percibida por D. Luis Suárez de Lezo, como participe de dicho programa, ha ascendido a 0,148 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 2008 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 0,464 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Euros				
YPF Gas Natural	CLH	TOTAL		
Antonio Brufau	94.833	265.650	-	360.483
Luis Suarez de Lezo	67.914	-	36.481	104.395

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 2008 a 2,680 millones de euros. Corresponden 2,423 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,257 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Incentivos

En relación con la retribución variable plurianual de los miembros del Consejo de Administración que desempeñan funciones ejecutivas, en el ejercicio 2008 se han dotado provisiones que ascienden a la cantidad de 0,866 millones de euros en el caso de D. Antonio Brufau y de 0,309 millones de euros en el de D. Luis Suárez de Lezo.

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

g) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2008, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

h) 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.

i) 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 la presente nota, ascienden a la cantidad de 6,165 millones de euros, lo cual representa un 0,22% del beneficio atribuido a la sociedad dominante.

4. Nota sobre el apartado B.1.12.

La cantidad de 12,926 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 2,523 millones de euros.

5. Nota sobre el apartado C.2.

Los compromisos adquiridos corresponden a compromisos de ventas vigentes a la fecha, neto de compromisos de compras.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al cierre de 2008 otras transacciones por 1.686 millones de euros con el Grupo la Caixa, dentro de las cuales se incluyen inversiones a corto plazo por 520 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 216 millones de euros y de tipo de interés por 557 millones de euros.

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

25/02/2009

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

NO

**D) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DE REPSOL YPF, S.A. Y SUS SOCIEDADES
DEPENDIENTES CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2007.**

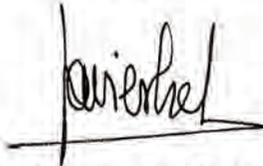
INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
Repsol YPF, S.A.:

1. 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 2007, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de flujos de efectivo consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la sociedad dominante. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, que requieren el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en las que al 31 de diciembre de 2007 el Grupo participaba en un 30,85%, y cuyos activos y resultado neto a dicha fecha representan un 10% y un 10,26%, 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 los otros auditores.
2. De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores de la sociedad dominante presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias, del estado de flujos de efectivo y del estado de cambios en el patrimonio neto, además de las cifras consolidadas del ejercicio 2007, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007. Con fecha 29 de marzo de 2007 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2006, en el que expresamos una opinión sin salvedades.
3. En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de los otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007 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 2007 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con las normas internacionales de información financiera adoptadas por la Unión Europea, que guardan uniformidad con las aplicadas en el ejercicio anterior.

4. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2007 contiene las explicaciones que los Administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, 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 concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007. 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. N° S0692



Javier Ares San Miguel
27 de marzo de 2008

**CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y
SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN
EL GRUPO REPSOL YPF (GRUPO CONSOLIDADO)
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2007**

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL YPF

BALANCES DE SITUACION CONSOLIDADOS

A 31 de diciembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006

ACTIVO

	Nota	(Millones de euros)	
		2007	2006
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipo	7	23.676	23.475
Propiedades de inversión	8	34	34
Fondo de comercio	9	3.308	3.422
Otros activos intangibles	10	1.018	1.156
Activos disponibles para la venta	11	80	249
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	12	537	521
Activos financieros	13	1.948	1.518
Activos por impuestos diferidos	25	1.020	913
		31.621	31.288
ACTIVO CORRIENTE			
Existencias	15	4.675	3.874
Clientes y otras cuentas a cobrar	13	7.760	6.813
Hacienda pública deudora por impuesto de sociedades	25	257	382
Activos financieros líquidos	13		
Inversiones financieras temporales		266	287
Efectivo y equivalentes al efectivo		2.585	2.557
		15.543	13.913
TOTAL ACTIVO		47.164	45.201

PATRIMONIO NETO Y PASIVO

	Nota	(Millones de euros)	
		2007	2006
PATRIMONIO NETO			
Patrimonio Neto Atribuible a los accionistas de la sociedad dominante	16	18.511	17.433
Accionistas minoritarios	16	651	609
		19.162	18.042
PASIVO NO CORRIENTE			
Acciones preferentes	18	3.418	3.445
Préstamos y deudas financieras no corrientes	19	6.647	7.038
Pasivos por impuestos diferidos	25	2.473	2.707
Provisiones para riesgos y gastos no corrientes	20-21	2.565	2.660
Otros pasivos no corrientes	22	1.544	1.234
		16.647	17.084
PASIVO CORRIENTE			
Préstamos y deudas financieras corrientes	19	1.501	1.556
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	24	8.838	7.590
Hacienda pública acreedora por impuesto de sociedades	25	730	632
Provisiones para riesgos y gastos corrientes	20-21	286	297
		11.355	10.075
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		47.164	45.201

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL YPF

CUENTAS DE RESULTADOS CONSOLIDADAS

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2006

	Nota	(Millones de euros)	
		2007	2006
INGRESOS			
Ventas		52.098	51.355
Otros ingresos		3.825	3.725
		<u>55.923</u>	<u>55.080</u>
GASTOS			
Consumos		(36.294)	(35.117)
Gastos de personal		(1.855)	(1.674)
Dotaciones para amortización de inmovilizado		(3.141)	(3.094)
Otros gastos		(8.825)	(9.284)
		<u>(50.115)</u>	<u>(49.169)</u>
RESULTADOS DE OPERACIONES CONTINUADAS ANTES DE CARGAS FINANCIERAS	27	5.808	5.911
CARGAS FINANCIERAS	28	(224)	(482)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS		5.584	5.429
Impuesto sobre beneficios	25	(2.338)	(2.220)
Participación en resultado ddi de sociedades puestas en equivalencia	12	109	139
RESULTADO DEL PERÍODO		3.355	3.348
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(167)	(224)
Resultado atribuible a la sociedad dominante		3.188	3.124
Promedio ponderado del número de acciones emitidas (en millones)		1.220,9	1.220,9
Beneficio por acción atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (en euros)		2,61	2,56
Beneficio por acción diluido (en euros)		2,61	2,56

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estas Cuentas de Resultados consolidadas

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL YPF

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2006

	(Millones de euros)	
	2007	2006
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado atribuible a la sociedad dominante antes de impuesto sobre beneficios	5.526	5.344
Ajustes al resultado:		
Socios externos	167	224
Resultado de sociedades consolidadas por puestas en equivalencia	(109)	(139)
Amortizaciones	3.141	3.094
Provisiones operativas netas dotadas	377	1.000
Resultados en enajenación de activos no comerciales	(669)	(253)
Cargas financieras devengadas	224	482
Otros ajustes	(84)	(699)
Subtotal	8.573	9.053
Variación real del fondo de maniobra comercial	(582)	(460)
Dividendos cobrados de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	179	136
Impuestos pagados	(2.157)	(2.236)
Provisiones aplicadas a su finalidad	(301)	(455)
	5.712	6.038
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en inmovilizado y sociedades:		
Activos intangibles	(145)	(156)
Propiedades, Planta y Equipo	(4.428)	(5.417)
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	(334)	(19)
Otros activos no corrientes	(466)	(145)
Total Inversiones	(5.373)	(5.737)
Desinversiones	1.279	515
	(4.094)	(5.222)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Deuda financiera neta recibida (cancelada)	26	179
Cargas financieras pagadas	(544)	(596)
Subvenciones y otros pasivos no corrientes cancelados y otros	89	285
Dividendos distribuidos	(949)	(825)
	(1.378)	(957)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.557	2.647
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	240	(141)
Otras variaciones en efectivo y equivalentes		
Por incorporación de sociedades	12	2
Por tipo de cambio	(224)	49
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.585	2.557

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo consolidados

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL YPF

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2006

Millones de euros											
Patrimonio neto atribuido a los accionistas de la sociedad dominante									Patrimonio neto atribuible a accionistas minoritarios	Patrimonio neto total	
En la sociedad dominante											
Capital Social	Prima de emisión	Reserva Legal	Reserva Reval.	Diferencias conversión	Reservas valoración a mercado	Beneficios Retenidos	Dividendo a cuenta	Total			
Saldo a 31 de diciembre de 2005	1.221	6.428	244	3	607	74	8.051	(366)	16.262	528	16.790
Resultado del ejercicio							3.124		3.124	224	3.348
Diferencias de conversión				(977)					(977)	(39)	(1.016)
Reservas por revaluación de activos y pasivos					(73)				(73)		(73)
Distribución de resultados del ejercicio anterior						(732)	366		(366)	(93)	(459)
Dividendo a cuenta							(440)		(440)		(440)
Variaciones del perímetro de consolidación								0		(2)	(2)
Otros efectos						(97)			(97)	(9)	(106)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	1.221	6.428	244	3	(370)	1	10.346	(440)	17.433	609	18.042
Resultado del ejercicio							3.188		3.188	167	3.355
Diferencias de conversión				(1.053)					(1.053)	(44)	(1.097)
Reservas por revaluación de activos y pasivos					(4)				(4)	0	(4)
Distribución de resultados del ejercicio anterior						(880)	440		(440)	(71)	(511)
Dividendo a cuenta							(610)		(610)		(610)
Variaciones del perímetro de consolidación								0		(7)	(7)
Otros efectos						(3)			(3)	(3)	(6)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	1.221	6.428	244	3	(1.423)	(3)	12.651	(610)	18.511	651	19.162

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado.

**REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL
YPF**

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2007

INDICE

(1)	BASES DE PRESENTACIÓN Y MARCO REGULATORIO	4
(2)	PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN.....	15
(3)	POLÍTICAS CONTABLES.....	17
	3.1) Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes	17
	3.2) Compensación de saldos y transacciones	18
	3.3) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	18
	3.4) Propiedades, planta y equipo.....	19
	3.5) Propiedades de inversión.....	24
	3.6) Fondo de comercio	24
	3.7) Otros activos intangibles	25
	3.8) Activos disponibles para la venta.....	27
	3.9) Deterioro del valor de los activos tangibles, intangibles y fondo de comercio	27
	3.10) Activos financieros corrientes y no corrientes.....	28
	3.11) Existencias.....	30
	3.12) Efectivo y equivalentes al efectivo.....	31
	3.13) Beneficio por acción.....	31
	3.14) Pasivos financieros.....	32
	3.15) Provisiones	32
	3.16) Pensiones y obligaciones similares	33
	3.17) Subvenciones e ingresos diferidos.....	35
	3.18) Arrendamientos	36
	3.19) Impuesto sobre beneficios	37
	3.20) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	38
	3.21) Operaciones con derivados financieros	39
	3.22) Metodología para la estimación del valor razonable	41

	3.23) Nuevos estándares emitidos	42
(4)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS	45
	4.1) Riesgo de mercado	45
	4.2) Riesgo de Liquidez.....	48
	4.3) Riesgo de Crédito.....	49
(5)	GESTIÓN DEL CAPITAL	51
(6)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES	52
(7)	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	54
(8)	PROPIEDADES DE INVERSIÓN	55
(9)	FONDO DE COMERCIO.....	56
(10)	OTROS ACTIVOS INTANGIBLES	59
(11)	ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA	60
(12)	INVERSIONES REGISTRADAS POR PUESTA EN EQUIVALENCIA	61
(13)	ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	63
(14)	PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS	66
(15)	EXISTENCIAS.....	68
(16)	PATRIMONIO NETO	68
(17)	DIVIDENDOS	73
(18)	ACCIONES PREFERENTES	73
(19)	FINANCIACIÓN RECIBIDA	74
(20)	PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS.....	76
(21)	PROVISIÓN PARA PENSIONES Y OBLIGACIONES SIMILARES.....	77
(22)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....	79
(23)	DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO.....	80
(24)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	81
(25)	SITUACIÓN FISCAL	82
(26)	NEGOCIOS CONJUNTOS	86
(27)	INGRESOS Y GASTOS DE LAS OPERACIONES CONTINUADAS ANTES DE CARGAS FINANCIERAS	87
(28)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	89
(29)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS.....	89
(30)	VENTA DE FILIALES	92
(31)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS	93
(32)	INCENTIVOS A MEDIO Y LARGO PLAZO.....	94
(33)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	96
(34)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....	98

(35)	PLANTILLA	105
(36)	CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO OPERATIVO	105
(37)	PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS.....	106
(38)	OPERACIONES CON DERIVADOS	120
	38.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.....	121
	38.2) Coberturas de Flujo de Efectivo.....	124
	38.3) Coberturas de Inversión Neta.....	129
	38.4) Otras operaciones con derivados.....	130
(39)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....	134
(40)	REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES.....	139
(41)	HECHOS POSTERIORES	139

(1) **BASES DE PRESENTACIÓN Y MARCO REGULATORIO**

1.1) Bases de presentación

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 y que 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.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra los 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. nº 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 es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta a la normativa de la Ley de Sociedades Anónimas de 22 de diciembre de 1989, en especial, a la relativa a las sociedades anónimas cotizadas, cuyas actividades, dentro y fuera de España, se encuentran sujetas a una amplia regulación.

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 con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2007. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos 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 2007, 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.

Estas cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2007, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 26 de Marzo de 2008, 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.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los Administradores 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 6 sobre estimaciones y juicios contables.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2006 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 9 de Mayo de 2007.

1.2) Marco regulatorio

Repsol YPF lleva a cabo sus operaciones en varios países y está sujeta por tanto a las regulaciones relativas a la industria del petróleo establecidas en cada uno de ellos. Argentina y España son los países donde se tiene una presencia más significativa.

España

El sector de Hidrocarburos en España está principalmente regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre de 1998, y su normativa de desarrollo.

Con referencia al ámbito temporal al que el presente informe se circunscribe

podrían destacarse los siguientes aspectos:

La ley 12/2007, de 2 de julio modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, incorporando al derecho español la Directiva 2003/55 del Parlamento Europeo que estableció nuevas normas comunes para completar el Mercado Interior del Gas Natural. La ley 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 final.

Son objeto de redefinición las actividades de las distintas personas que actúan en el sistema gasista estableciendo una separación jurídica y funcional de las llamadas “actividades de red” (transporte, distribución, regasificación o almacenamiento), de una parte, y de las actividades de producción y suministro, de otra. Además elimina la posible competencia entre los distribuidores y los comercializadores en el sector del suministro con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso a la que podrán acogerse aquellos consumidores que se considere en función de la situación y evolución del mercado.

La tarifa de último recurso es el precio máximo que los comercializadores designados como suministradores podrán cobrar a los consumidores que tengan derecho a acogerse a ella. Corresponde al Gobierno determinar que comercializadores asumen la obligación de suministradores de último recurso, debiendo éstos atender las solicitudes de suministro de gas al precio máximo establecido. Dicha tarifa es única en todo el territorio, sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y volúmenes de consumo y se fijará de forma que no distorsione la competencia en el mercado. Mediante una norma con rango de Real Decreto se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural.

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). El nuevo Real Decreto incrementa el número de días de existencias mínimas de seguridad que pasa de 90 a 92 días obligatorios a partir del 1 de enero de 2010.

De conformidad con la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), 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, deberían ser notificadas a la Administración para que el Consejo de Ministros, en el plazo de dos meses, autorice, deniegue o condicione el ejercicio de los derechos políticos (la llamada “*golden share energética*”).

En relación con esta disposición, la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud del artículo 56 CE, al mantener en vigor medidas como la “*golden share energética*” que limitan los derechos de voto correspondientes a las acciones poseídas por entidades públicas en las empresas españolas que operen en el sector energético.

Además de estas modificaciones, otras normas de carácter general han sido objeto de publicación durante el año 2007, normas que, si bien no tienen como destinatario exclusivo el sector de los hidrocarburos, su importancia afecta de forma notable al desarrollo de las operaciones de la sociedad. Entre ellas podemos señalar:

- Ley 6/2007, de 12 de abril, de reforma de la Ley del Mercado de Valores para la modificación del régimen de las ofertas públicas de adquisición y de la transparencia de los emisores, este último aspecto posteriormente desarrollado por el Real Decreto 1362/2007.
- Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, que trata de incorporar las modificaciones experimentadas tanto a nivel nacional como a nivel comunitario con la publicación en este último de los Reglamentos CE nº 1/2003 y 139/2004, reforzando los mecanismos ya existentes y dotándolo de los instrumentos y estructura institucional para proteger la competencia efectiva en los mercados.
- La Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base a la normativa de la Unión Europea.
- La Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, regula la responsabilidad de los operadores de prevenir, evitar y reparar los daños medioambientales de conformidad con los principios de prevención y de “quien

contamina paga”. Esta Ley no ampara el ejercicio de acciones por lesiones a las personas, los daños causados a la propiedad privada, a ningún tipo de pérdida económica, ni afecta a ningún derecho relativo a este tipo de daños o cualesquiera otros daños patrimoniales que no tengan la consideración de daños medioambientales.

Argentina

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 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, era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley N° 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF y tuvo como objeto iniciar el 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 y 50 concesiones de explotación. 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, el Congreso argentino sancionó la Ley No. 25.943 mediante la que se dispuso la creación de la empresa 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, el transporte, almacenaje, 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. Asimismo, esta ley otorgó a ENARSA la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre

la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se hayan otorgado a otras empresas con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto N° 546/2003, ley N° 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 N° 26.154 se creó un régimen promocional para la exploración y explotación de hidrocarburos aplicable en todas las provincias que conforman la República Argentina que se adhieran al mismo, y en la Plataforma Continental Argentina. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

Gas Natural

En Junio de 1992 se promulgó la Ley 24.076, estableciendo el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de 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.

Con posterioridad al establecimiento del nuevo marco legal para el transporte y distribución de gas natural se han construido nuevos gasoductos de exportación a Chile, Brasil y Uruguay. La exportación de gas natural requiere la previa aprobación de la Secretaría de Energía.

Refino

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte

del gobierno Argentino, como 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, siendo dicho registro otorgado sobre la base de estándares técnicos y financieros. YPF se encuentra registrada y habilitada para realizar operaciones de refinación en Argentina.

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 un período en el cual el poder ejecutivo estime que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna.

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado inicialmente mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, y subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el “Programa”) aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adoptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado

limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las “Restricciones”).

Mediante distintas normas, entre otras las Resoluciones Nos. 1679/04, 1879/05 y 715/07 de la Secretaría de Energía, así como la Disposición N° 1157/06 de la Subsecretaría de Combustibles se 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, mediante la Resolución N° 25/2006, 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 ha incrementado 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 N° 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 teniendo en cuenta que las exportaciones de gas natural y determinadas ventas internas de productores que no lo celebraran serían llamadas en primer lugar para satisfacer la demanda interna, antes de que fueran afectadas las ventas de exportación de los productores firmantes. El objetivo del Acuerdo es garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado doméstico a los niveles registrados en el año 2006, más el crecimiento

en demanda de los usuarios residenciales y pequeños comerciales.

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP.

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 de Energía y Petróleo aprobó la constitución de la empresa mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó la constitución de la empresa mixta Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA. En Marzo de 2007 se otorgó la licencia de gas.

Bolivia

Con fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28701 que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad boliviana 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., actuación que a la fecha no se ha realizado. El 28 de octubre de 2006 Repsol YPF E&P Bolivia S.A. y su filial Empresa Petrolera Andina S.A. firmaron con YPFB los nuevos contratos de operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia. Estos contratos fueron aprobados por el Congreso de Bolivia el 3 de diciembre de 2007 y son efectivos desde la fecha de su protocolización, el 2 de mayo de 2007.

A la fecha de elaboración de estas cuentas anuales existen temas pendientes de resolución relacionados con estos nuevos contratos de operación así como el cumplimiento de obligaciones anteriores a los mismos que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes destacan el proceso de liquidación y conciliación de cuentas con YPFB así como el tratamiento del IVA facturado a YPFB relacionado con el gas suministrado relativo a los contratos de exportación. En la actualidad Repsol YPF se encuentra en negociaciones con YPFB, entre otros, respecto a los Acuerdos de Entrega, y Procedimientos de Pago, que actualmente se encuentran en borrador y, que determinarán el marco legal para hacer efectivos los

aspectos señalados anteriormente.

En fecha 13 de mayo de 2007, el gobierno de Bolivia emitió el Decreto Supremo 29129 el cual establece al igual que la Resolución Ministerial No. 256/2006 emitida el 22 de diciembre de 2006 modificada por la Resolución Ministerial 003/2007 el procedimiento transitorio para garantizar el transporte y comercialización de hidrocarburos en las condiciones actuales, hasta que YPFB suscriba nuevos contratos de transporte y comercialización. El plazo de vigencia del decreto antes citado fue ampliado hasta el 25 de abril de 2008 mediante el Decreto Supremo 29325 del 28 de octubre de 2007.

Por otro lado, en fecha 13 de mayo de 2007, se emitió también el Decreto Supremo 29130, por el cual se reservan y adjudican áreas de interés hidrocarburífero en Zonas Tradicionales y No Tradicionales a favor de YPFB, y se establecen los mecanismos de asociación a ser aplicados para que desarrolle actividades de exploración y explotación por sí o en asociación. Posteriormente se incorporan nuevas áreas reservadas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB mediante el Decreto Supremo 29226 de 9 de agosto de 2007. Adicionalmente, el Decreto Supremo 29130 fue parcialmente modificado por el Decreto Supremo 29371 de 12 de diciembre de 2007 que establece el procedimiento para la calificación de las empresas petroleras nacionales o extranjeras a objeto de la suscripción de convenios de estudio con YPFB, para ejecutar las actividades de exploración en áreas reservadas a favor de dicha empresa estatal petrolera.

Finalmente, en fecha 31 de agosto de 2007 se emitió la Ley 3740 que establece, entre otros aspectos, que la actividad extractiva de hidrocarburos sujeta a Contratos de Operación queda excluida de la aplicación de la “alcuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables”. Además dispone que el Poder Ejecutivo debe garantizar la atención del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida y promoverá iniciativas de industrialización de los hidrocarburos en el país. Asimismo señala que el Poder Ejecutivo, dentro del plazo máximo de 60 días, debe remitir el Reglamento de Costos Recuperables que dispondrá las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación expresa de dichos costos por YPFB, siempre que estos sean útiles, utilizables y utilizados. Finalmente dispone que YPFB deberá contratar mediante licitación internacional a empresas especializadas en la certificación de reservas- de hidrocarburos, para certificar el nivel efectivo de reservas en Bolivia.

Ecuador

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley No. 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de todos los contratos de participación en 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 N° 662, que modifica el Decreto Ejecutivo 1.672, incrementa la citada participación del Estado sobre los mencionados excedentes del precio del petróleo crudo hasta el 99%. En noviembre de 2007 Repsol YPF envió al Estado Ecuatoriano una comunicación solicitando el inicio de negociaciones al amparo del Acuerdo España – Ecuador de Protección Recíproca de Inversiones. Así mismo se ha notificado al CIADI el inicio de controversias con el Estado Ecuatoriano y el sometimiento a la jurisdicción del CIADI.

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.

En opinión de los Administradores, las cuentas anuales adjuntas recogen, a la fecha de su formulación, todos los hechos y efectos significativos de la situación económica y regulatoria vigente en los países donde el Grupo desarrolla sus actividades. Asimismo, y de acuerdo con la evolución que razonablemente se espera que tenga lugar de los aspectos señalados anteriormente, los Administradores manifiestan que, en su entendimiento, no es probable que se puedan adoptar medidas o que ocurran hechos que pudieran tener un impacto adverso significativo sobre las operaciones del Grupo.

(2) **PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN**

- 2.1) Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus 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 propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad. Asimismo, se consolidan por este método aquellas entidades en las que, a pesar de no tener este porcentaje de participación, se entiende que sus actividades se realizan en beneficio de la Sociedad, estando ésta expuesta a todos los riesgos y recompensas de la entidad dependiente.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta de forma detallada bajo la denominación de “Accionistas minoritarios”, dentro del epígrafe de “Patrimonio Neto” de los Balances de Situación consolidados, y en “Resultado atribuible a accionistas minoritarios”, de las Cuentas de Resultados 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 Resultados consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

Las sociedades asociadas se consolidan por el método de puesta en equivalencia. 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 puesta en equivalencia consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado “Inversiones registradas por puesta en equivalencia”, 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 “Participación en resultados después de impuestos de sociedades puestas en equivalencia”.

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.

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 que representa la participación de Repsol YPF en el capital de aquellas. 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 en base a 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 de la nota 3), se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- a) 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.
- b) Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio medio del período en el que se produjeron.
- c) Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, que se ha denominado “Diferencias de conversión”.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro, las diferencias de cambio diferidas 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.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2007 y 2006 han sido:

	<u>31 de diciembre de 2007</u>		<u>31 de diciembre de 2006</u>	
	<u>Tipo de cierre</u>	<u>Tipo medio acumulado</u>	<u>Tipo de cierre</u>	<u>Tipo medio acumulado</u>
Dólar	1,472	1,370	1,317	1,255
Peso argentino	4,606	4,244	4,006	3,833
Real brasileño	2,608	2,664	2,816	2,729
Peso chileno	731,472	714,894	701,160	665,759

2.2) Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2007 y 2006.

(3) **POLÍTICAS CONTABLES**

Las principales políticas contables seguidas por Repsol YPF en la elaboración de las cuentas anuales consolidadas, son las siguientes:

3.1) Clasificación de los activos y 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.

3.2) 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 sea un reflejo del fondo de la transacción.

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) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

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.

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, excepto por lo descrito en el párrafo siguiente, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Cargas financieras” de la cuenta de resultados del período en que se producen.

Las diferencias de cambio resultantes de la valoración de partidas monetarias a largo plazo de carácter no comercial que se consideren parte de la inversión neta en una sociedad extranjera, se contabilizan en la línea “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

3.4) Propiedades, planta y equipo

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo de coste por el que los elementos de propiedades, planta y equipo se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y 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 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 listos para su uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados efectivamente en 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.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones del Grupo Repsol YPF 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 nota 3.4.c), así como el coste de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 3.18.a).

b) Amortización

Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 3.4.c), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución del coste de adquisición de los activos minorado por el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	30-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-15
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	5-25

La amortización de los activos comienza cuando los activos 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 adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan a su precio de compra y se registran en el epígrafe “Otros costes de exploración”. En caso de que no se encuentren reservas, los importes previamente 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” por su valor neto contable en el momento que así se determine. 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.).
- iii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas 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.
- iv. 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”.

- v. 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 desarrollos secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- vi. 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 “Provisiones para riesgos y gastos no corrientes”.

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 año 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 analizadas, al menos anualmente, o anteriormente si existiera un indicio de que éstas podrían haberse devaluado y, de producirse un deterioro, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio dotando la correspondiente pérdida por deterioro del valor.
- 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 año 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 nota 3.9) 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 “Otros gastos” u “Otros ingresos” de la cuenta de resultados (ver notas 3.9, 7, 14 y 27).

d) Propiedades, planta y equipo de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose 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 por el Grupo, de acuerdo con criterios técnicos 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 de propiedades, planta y equipo, clasificados de acuerdo con su naturaleza.

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 3.4.a a 3.4.c.

3.5) Propiedades de inversión

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 y no están destinados para uso propio. Repsol YPF registra contablemente las propiedades de inversión según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos de propiedades, planta y equipo (ver nota 3.4.a-b).

3.6) 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 neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición (ver nota 9).

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, ésta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3, se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas de valor acumuladas (ver nota 3.9).

3.7) Otros activos intangibles

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión descritos en el apartado f) de este epígrafe. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a) Marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar

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.

b) Gastos de investigación y desarrollo

La política de Repsol YPF es registrarlos como gasto del ejercicio.

c) Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Dentro de este epígrafe se incluyen:

- i. Los costes correspondientes a los contratos de compra del derecho a la gestión de estaciones de servicio y los de derechos de usufructo y de superficie relacionados con este mismo tipo de activos. Dichos costes se amortizan en el período al que se refiere cada contrato, que varía entre 9 y 50 años.
- ii. Los derechos exclusivos de uso de gasoductos de transporte. Dichos derechos se amortizan durante el período de vigencia del derecho, que en la actualidad es de 25 años.

d) Costes de abanderamiento e Imagen

Recoge el coste correspondiente a los contratos de abanderamiento de estaciones de servicio propiedad de terceros, que se amortiza linealmente en el período correspondiente al plazo de vinculación de cada contrato.

e) Contratos de suministro en exclusiva

Recoge los costes derivados de los contratos de suministro en exclusiva a estaciones de servicio, distribuidores y consumidores directos, que se amortizan linealmente en el período de vinculación de cada contrato (actualmente con una vida media de 5 años).

f) 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 va imputando a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO₂ 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 que son entregados, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver nota 3.9). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el el precio medio ponderado del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange (índice que se utiliza como referencia desde 2007 por ser éste el mercado más líquido y que proporciona una señal de precio más sólida; hasta 2006 el índice de referencia utilizado era el proporcionado por el LEBA-London Energy Brokers Association).

A medida que se van realizando las emisiones a la atmósfera el Grupo registra un gasto en la línea "Otros Gastos" de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO₂ emitidas,

valoradas, (i) por su valor en libros, (ii) o por el precio de cotización al cierre en el caso de que no se disponga de los mismos al cierre del ejercicio.

En el ejercicio 2007 el efecto neto en la cuenta de resultados del Grupo por las operaciones relacionadas con los derechos de emisión fue inferior a un millón de euros, mientras que en el ejercicio 2006 ascendió a un gasto neto de 4 millones de euros.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ 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.

g) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen concesiones administrativas y otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial. Dichos conceptos se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil de los mismos. En el caso de las concesiones administrativas, la amortización se realiza en el período de la concesión y en el resto de activos en un período entre 3 y 20 años.

3.8) Activos disponibles para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como disponibles para la venta si su importe en libros se recupera a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida únicamente 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 se presentan valorados por el menor importe entre el valor en libros y el valor razonable menos el coste de venta.

3.9) Deterioro del valor de los activos tangibles, 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, 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 en la medida en que generen flujos de efectivo que sean independientes de otras unidades.

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 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 de uso. Al evaluar el valor de uso, los futuros flujos 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 "Otros gastos" de la cuenta de resultados.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando una pérdida por deterioro de valor revierte posteriormente, 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 el importe en libros incrementado 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 "Otros ingresos" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en ejercicios posteriores.

3.10) 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

Dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo y los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

b) Cuentas a cobrar

Son activos financieros con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo provee dinero, bienes o servicios directamente a un deudor sin intención de negociar la cuenta a cobrar.

c) Activos financieros mantenidos a 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.

d) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, clasificados para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver nota 3.22). En el caso de un activo financiero que no se contabilice al valor razonable con cambios en resultados se incluirán adicionalmente los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “préstamos y cuentas a cobrar”, los “mantenidos al vencimiento” y ciertas inversiones en acciones de sociedades, serán valorados a sus valores razonables. Los “préstamos y cuentas a cobrar” y los “activos financieros mantenidos hasta el vencimiento”, serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la

tasa de interés efectiva. 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 netos del período.

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 (ver nota 4).

El importe de la pérdida de valor es la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva y se reconoce en la línea “Otros gastos” de la cuenta de resultados. 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, la pérdida por deterioro reconocida será revertida siempre que no de lugar a un importe en libros del activo financiero que exceda al que figuraba previamente al registro de dicha pérdida. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período (Ver apartado 2 de la nota 13 sobre activos financieros).

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.

3.11) 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).

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 existencias no representan un volumen significativo de las operaciones del Grupo (ver nota 15).

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 rebaja 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 al cierre del ejercicio menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

3.12) Efectivo y equivalentes al efectivo

Repsol YPF considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad conocida de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

3.13) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período atribuible a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. (Ver nota 16.1).

3.14) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Dado que el Grupo no tiene pasivos financieros mantenidos para su negociación, salvo los instrumentos financieros derivados, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a coste amortizado. 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 cuyas condiciones se detallan en la nota 18 corresponden a esta categoría de pasivo y figuran clasificadas en una partida independiente del balance. Se registran 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.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

3.15) Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa, 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 liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos.

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.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que se informa sobre los mismos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 (ver nota 37).

3.16) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes 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 existe también un plan de pensiones de aportación definida para los empleados de sus principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el Grupo Gas Natural también tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual de estos planes se registra en la línea "Gastos de personal" de la cuenta de resultados.

- b) Plan de Previsión de directivos. Plan mixto de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada

Desde 1992 y hasta el 31 de diciembre de 2005, los directivos del Grupo Repsol YPF disponían de un concepto retributivo de carácter diferido denominado “Premio de Permanencia”.

Como parte de la estrategia de transformación del sistema de compensación de los directivos del Grupo Repsol YPF, con efectos 1 de enero de 2006 se implantó un nuevo sistema de previsión social denominado “Plan de Previsión” que, en el caso de los directivos que se adherieron al mismo, extinguió, sustituyó y absorbió al anterior “Premio de Permanencia”. Consiste en un plan mixto con aportaciones definidas de ahorro a la jubilación, complementario del plan de pensiones de empleo, que incluye una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior, y está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones.

Este sistema tiene como objetivo recompensar la permanencia y disponibilidad de los directivos de Repsol YPF, así como la no concurrencia con sus actividades en los dos años siguientes a su jubilación.

El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en los siguientes casos: (i) jubilación ordinaria (65 años de edad), (ii) jubilación anticipada (desde los 60 años de edad), (iii) fallecimiento, (iv) incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, o (v) enfermedad grave o desempleo de larga duración una vez que haya cesado la relación laboral y mantenga sus derechos en el plan.

Igualmente el partícipe tendrá derecho sobre el saldo del plan, a la fecha de su cese, en los casos de extinción de la relación laboral por cualquiera de los supuestos indemnizables. Para tener derecho sobre el plan, el partícipe debe cumplir con el pacto de no competencia con sus actividades en los dos años posteriores a la extinción de la relación laboral.

El coste anual de estos planes se registra en la línea de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

c) Planes de prestación definida

La Compañía sigue el criterio establecido en la NIC 19 “Beneficios a los

empleados”, para la contabilización de los 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 origina 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 “Cargas Financieras”.
- 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 “Cargas Financieras”.

3.17) Subvenciones e ingresos diferidos

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos, básicamente no reintegrables, que se valoran por el importe concedido o valor nominal o por el valor razonable de los activos entregados, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

Estas subvenciones se imputan linealmente a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los Estados Financieros de Repsol YPF 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 en virtud de gastos o pérdidas pasadas y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

c) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, a los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como a los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas y ramales. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado, que varía entre 20 y 50 años.

3.18) Arrendamientos

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 del activo, en su caso, puede o no ser transferida.

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 en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea más corto.

Los gastos financieros derivados de la actualización financiera del pasivo registrado se cargan en la línea “cargas financieras” 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 ingresos o gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la línea “Otros ingresos” u “Otros gastos” de la cuenta de resultados según se incurren.

3.19) 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.

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 impuestos diferidos identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficio 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 25).

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 beneficio.

3.20) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se calculan al 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, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, Repsol YPF entra en 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. Asimismo, el Grupo tampoco registra como ventas del ejercicio aquellas transacciones en las que las cláusulas de los contratos firmados implican que no se transfiere al comprador los riesgos inherentes de la propiedad.

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 todos los países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y otros de naturaleza análoga en relación con la producción y/o venta de hidrocarburos. Este hecho ha supuesto

en las cuentas de resultados consolidadas de los ejercicios anuales 2007 y 2006 un mayor gasto por importe de 6.969 y 6.524 millones de euros respectivamente, registrado en el epígrafe “Consumos”, y un mayor ingreso de similar importe registrado en el epígrafe “Ventas” de la cuenta de resultados adjunta.

Las transacciones entre empresas del Grupo Repsol YPF 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.

3.21) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrirse de los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, los tipos de cambio o la variación de los precios de determinadas “commodities”. Estos 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 (ver nota 3.10. a))

El valor razonable de los derivados financieros se ha estimado descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés y tipos de cambio vigentes en las fechas de cierre del balance de situación e incluyendo diferenciales acordes con las condiciones de riesgo crediticio de cada instrumento. Para algunos instrumentos derivados, se utiliza como referencia complementaria el valor de mercado facilitado por las Entidades Financieras. Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 38.

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.

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 (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.

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 son llevados 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 la línea “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos. Cuando la operación en el extranjero es vendida o se dispone de la misma de cualquier otra forma, las ganancias y pérdidas acumuladas en patrimonio neto son incluidas en la cuenta de resultados.

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.

El Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y 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 si los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado 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. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas acumulados netos reconocidos en el patrimonio se transfieren al resultado del período.

3.22) 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 de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado. La estimación del coste de capital es específica para cada activo, en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos, incluyendo el riesgo país.

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, para las reservas probadas, por la finalización contractual de los permisos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados están basados en niveles de producción, precios de “commodities” y

estimaciones de costes futuros necesarios relacionados a 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 a futuro de los mercados para los tres primeros años y posteriormente, en las previsiones a largo plazo 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 o desinversión, acordes con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación, es, en general, de cinco años y en los años siguientes se incluye una entrada de fondos igual a la renta perpetua del resultado de las operaciones obtenido en el último año.

3.23) Nuevos estándares emitidos

A continuación se detallan las Normas (NIIF y NIC) e Interpretaciones (CINIIF) y modificaciones a las mismas que, habiendo sido emitidas, todavía no han entrado en vigor a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales:

- CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con Acciones Propias y del Grupo”, adoptada por el reglamento (CE) nº 611/2007 de la Comisión de 1 de junio de 2007. Esta interpretación se ocupa de la aplicación de NIIF 2 a acuerdos de pagos basados en acciones que incluyen instrumentos de capital de la propia entidad o instrumentos de capital de otra entidad del mismo grupo. Será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de marzo de 2007.
- CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios”. Esta Interpretación se refiere a la contabilización por el operador de las concesiones otorgadas por una entidad pública a un concesionario privado. Será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2008.
- CINIIF 14 “NIC 19: El límite de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción”. Esta

Interpretación explica cuándo debe considerarse que van a estar disponibles los reembolsos o reducciones en aportaciones futuras a planes de pensiones de prestación definida en relación con el límite para la medición de un activo por beneficios definidos y cómo puede verse afectado un activo o pasivo por pensiones cuando existe una obligación de mantener un nivel mínimo de financiación. Será de aplicación a los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2008.

- CINIIF 13 “Programas de fidelización de clientes”. Esta Interpretación se aplicará a los créditos de fidelización de clientes que una entidad otorga a sus clientes como parte de una transacción o venta, que están sujetos al cumplimiento de condiciones futuras y que los clientes pueden canjear por bienes gratuitos o a un precio descontado. Será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2008.
- NIIF 8 “Segmentos operativos”. Adoptada por el Reglamento (CE) nº 1358/2007 de la Comisión de 21 de noviembre del 2007. Esta Norma derogará desde su fecha de aplicación a la NIC 14 “Información Financiera por Segmentos”. La principal novedad de esta Norma es que la información a facilitar se basa en los componentes de la entidad que la Dirección utiliza para tomar sus decisiones operativas. Esta Norma será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2009.
- Revisión de la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Propone modificaciones a los nombres y formatos de los EEFF, fundamentalmente al estado de resultados y estado de cambios en el patrimonio neto. La revisión de esta norma es aplicable para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.
- Revisión de la NIC 23 “Costes por intereses”. El cambio más importante introducido es la eliminación de la opción de registrar en el resultado del ejercicio los costes por intereses directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos cualificados, convirtiendo en obligatoria la capitalización de esos intereses. La Revisión de esta Norma es aplicable para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.
- Modificaciones a la NIIF 2 “Condiciones para la consolidación de derechos y cancelaciones”. Esta Modificación a la NIIF 2 Pagos basados en acciones, limita las condiciones para la consolidación de derechos a las condiciones de servicio y las condiciones de desempeño, y señala que todas las cancelaciones

recibirán el mismo tratamiento contable. Estas modificaciones son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.

- Revisión de la NIC 27 “Estados Financieros consolidados y separados”. Los principales cambios hacen referencia a los efectos patrimoniales del cambio en la participación en una subsidiaria. Esta Revisión de la Norma es de aplicación para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.
- Revisión de la NIIF 3 “Combinaciones de negocios”. Las modificaciones más importantes a esta Norma afectan al cálculo del coste de la combinación, al registro del fondo de comercio y a los efectos en la cuenta de resultados derivados de incrementos en la participación que supongan la adquisición de control sobre una sociedad. Esta Revisión de la Norma es de aplicación obligatoria para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.
- Modificaciones a la NIC 32 “Instrumentos con opción de reventa a Valor Razonable y obligaciones derivadas en la liquidación”. Las modificaciones afectan a diversos instrumentos financieros que actualmente se consideran pasivos financieros y que por su naturaleza pasarán a considerarse instrumentos de patrimonio. Esta modificación es de aplicación obligatoria para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.

Para aquellas normas e interpretaciones adoptadas por la Unión Europea, el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente. Se está evaluando el impacto que dichas normas tendrán en las Cuentas anuales consolidadas del Grupo.

En el presente ejercicio, el Grupo ha adoptado la NIIF 7 ***Instrumentos financieros: información a revelar***, que entró en vigor el 1 de enero de 2007, así como las modificaciones efectuadas en la NIC 1 *Presentación de Estados Financieros* en relación con los desgloses de capital.

Como consecuencia de la adopción de la NIIF 7 y de las modificaciones de la NIC1, los desgloses cualitativos y cuantitativos de las cuentas anuales consolidadas relativos a instrumentos financieros y a la gestión del capital detallados en las notas 4, 5, 13, 19 y 38, han sido ampliados.

Por otra parte, cuatro interpretaciones son también efectivas por primera vez en este ejercicio: CINIIF 7 *Aplicación del procedimiento de reexpresión* según la NIC

29, *Información Financiera en economías hiperinflacionarias*, CINIIF 8 *Alcance de la NIIF 2*, CINIIF 9 *Nueva evaluación de derivados implícitos* y CINIIF 10 *Información financiera intermedia y deterioro del valor*. La adopción de estas interpretaciones no ha tenido impacto en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

(4) **GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS**

Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos asociados a los instrumentos financieros a los que está expuesto el Grupo. A continuación se desglosa información relativa a los mismos requerida por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

La compañía cuenta con una unidad centralizada de Gestión Corporativa de Riesgos, integrada dentro de la Dirección General Económico Financiera, con funciones de control, coordinación y seguimiento del riesgo de mercado y de crédito de todo el grupo, promoviendo las mejores prácticas en estos ámbitos. La Dirección General Económico Financiera es responsable de la gestión del riesgo de liquidez. Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

- 4.1 Riesgo de Mercado
- 4.2 Riesgo de Liquidez
- 4.3 Riesgo de Crédito

4.1) 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:

- **Riesgo de tipo de cambio:** los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio, fundamentalmente del dólar frente al euro, debido a que una parte sustancial de los ingresos y alguno de los gastos están denominados o indexados al dólar. Repsol YPF

obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio.

- **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 ocasionalmente 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 coberturas a efectos de su reconocimiento contable.
- **Riesgo de tipo de interés:** el valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo pueden verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés. Repsol YPF contrata ocasionalmente 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.

En la Nota 38 se describen los instrumentos financieros de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2007 y 2006.

Medición

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 requieren.

Cuantificación del Riesgo de Mercado y Análisis de Sensibilidad

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, la financiación recibida neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar (ver notas 13 y 19) e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras, a tipo fijo eran 5.487 y 5.891 millones de euros, respectivamente. Estos importes corresponden al 74% y 73%, respectivamente, del total.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, la financiación neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar e incluyendo el efecto de los derivados sobre

operaciones financieras en dólares, fue de 4.800 y 5.901 millones de euros respectivamente. Estos importes corresponden al 67% y 75%, respectivamente, del total. Los importes en otras divisas distintas del euro y del dólar fueron de 172 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y de 246 millones de euros a 31 de diciembre de 2006. En ambos casos, el importe corresponde, aproximadamente, a un 2% y un 3% del total en 2007 y 2006, respectivamente.

A continuación se describen la sensibilidad del resultado y de las reservas (diferencias de conversión y/o reservas por valoración a mercado) frente a las variaciones de los principales riesgos de mercado provocada por los instrumentos financieros, de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*. Las estimaciones indicadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables: los incrementos y decrementos de los factores de riesgo en la misma cuantía provocan un impacto similar y de signo opuesto. El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico.

- a) Riesgo de divisa: Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, bien directamente o a través de instrumentos derivados de tipo de cambio. Igualmente, mantiene cuentas a pagar y a cobrar en divisas como consecuencia de sus operaciones comerciales. A 31 de diciembre de 2007 y 2006, una apreciación del euro frente al dólar de un 5%, supondría, por su efecto en los instrumentos financieros descritos, un incremento aproximado del resultado neto de 57 y 82 millones de euros, respectivamente, y un incremento aproximado de las reservas de 67 y 75 millones de euros, respectivamente. Las exposiciones al riesgo de otras divisas no son relevantes para el grupo.
- b) Riesgo de precio de commodities: a 31 de diciembre de 2007 y 2006, un aumento del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos supondría, por el efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, una disminución aproximada en el resultado neto de 24 y 21 millones de euros, respectivamente.
- c) Riesgo de tipo de interés: a 31 de diciembre de 2007 y 2006, un aumento de 0,5 puntos porcentuales en los tipos de interés de todos los plazos de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo supondría un incremento en el resultado neto por importe aproximado de 22 millones de euros en 2007 y una disminución de 8 en 2006, así como un

incremento en las reservas por importe aproximado de 12 y 29 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

4.2) 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 una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. Adicionalmente, el Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.132 y 3.280 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

31 de diciembre de 2007	Fecha Vencimiento						Total
	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	Siguientes	
	Millones de euros (1)						
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.838	-	-	-	-	-	8.838
Préstamos y otras deudas financieras	1.714	782	2.224	407	1.113	3.785	10.025
Acciones preferentes	180	180	180	3.156	37	492	4.225
Derivados	58	20	23	19	18	178	316

31 de diciembre de 2006	Fecha Vencimiento						Total
	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	Siguientes	
	Millones de euros (1)						
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.590	-	-	-	-	-	7.590
Préstamos y otras deudas financieras	1.805	1.475	1.491	1.973	360	2.966	10.070
Acciones preferentes (2)	156	155	154	154	3.135	550	4.304
Derivados	45	18	18	18	18	262	379

(1) Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

- (2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor (ver detalles en la Nota 18). Sin embargo, a efectos de la presentación en estas tablas, se está suponiendo que las emisiones de acciones preferentes en euros (por un nominal de 3.000 millones de euros) vencen en 2011, fecha a partir de la cual Repsol YPF dispone de la opción de cancelarlas. La emisión de acciones preferentes en dólares (por un nominal de 725 millones de dólares) son cancelables desde el año 2002; las cifras indicadas en las tablas suponen que se cancelan transcurridos cinco años, de forma que en el periodo “Siguietes” se incluye únicamente su nominal. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

4.3) 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.

Exposición máxima

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 7.103 y 6.196 millones de euros, respectivamente a 31 de diciembre de 2007 y 2006. Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los 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 13 sobre activos financieros se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2007 y 2006. 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 2007 y 2006:

Millones de euros	2007	2006
Exposición máxima		

- Deudas comerciales	7.453	6.577
- Derivados	757	691
- Efectivo y Equivalente al efectivo	2.585	2.557

El riesgo de crédito de los fondos líquidos e instrumentos financieros derivados es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias a las que las agencias de calificación internacionales han asignado altas calificaciones. 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, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. Ningún cliente representa más de un 2 % del importe total de estas cuentas por cobrar.

Política de garantías

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.

A 31 de diciembre de 2007, el Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.547 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006, esta cifra se situó en 2.687 millones de euros. De este importe, las deudas comerciales a 31 de diciembre de 2007 y 2006 están cubiertas con garantías por un importe de 792 y 554 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2007, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 19 millones de euros. En 2006 esta cifra se situó en 7 millones de euros.

Activos financieros en mora no deteriorados

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda vencida no provisionada:

Millones de euros	2007	2006
- Deuda no vencida	5.934	5.219

- Deuda vencida 0-30 días	538	489
- Deuda vencida 31-180 días	454	350
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	177	138
Total	7.103	6.196

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 13.2.

(5) GESTIÓN DEL CAPITAL

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura de capital objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista.

La cuantificación de la estructura de capital objetivo se establece como relación entre la financiación neta y los el patrimonio neto, de acuerdo al ratio:

$$\frac{\text{Financiación neta}}{\text{Financiación neta + Patrimonio Neto.}}$$

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- La financiación neta incluye la deuda financiera neta y las acciones preferentes.
- Como parte de la política de prudencia financiera, Repsol YPF ha formulado el compromiso de mantener disponibilidades líquidas superiores a los vencimientos de deuda a corto plazo y como consecuencia tiene un considerable volumen de inversiones financieras. Por ello, este ratio refleja con mayor fidelidad la solvencia del grupo, utilizando el concepto de deuda neta, y no de deuda bruta, y por lo tanto, se deducen de ésta las inversiones financieras.
- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración dentro del numerador de este

ratio, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al Capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda.

La deuda financiera neta incluye los siguientes epígrafes del Balance consolidado a 31 de diciembre de 2007:

	<u>2007</u>
Préstamos y deudas financieras corrientes y no corrientes (nota 19)	8.148
Pasivos financieros por derivados de tipo de interés (nota 38)	(182)
Activos financieros corrientes y no corrientes:	
- Valorados a Valor razonable con cambios en resultados (excepto por valoración a mercado de derivados) (nota 13.1)	(138)
- Activos financieros mantenidos a vencimiento (nota 13.3)	(3.521)
Activos financieros por derivados de cobertura de tipo de cambio (nota 38)	<u>(814)</u>
Deuda financiera neta	3.493
Acciones Preferentes (nota 19)	<u>3.418</u>
Financiación neta	<u><u>6.911</u></u>

La evolución y el análisis de este ratio se realiza de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro del mismo como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del grupo Repsol YPF. A 31 de diciembre de 2007 y 2006, este ratio se ha situado en el 26,5% y el 30,3%, respectivamente.

(6) 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 y (iv) test de recuperación de activos (ver nota 3.9).

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 14).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias 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 37).

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.

(7) PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

La composición y el movimiento del epígrafe “Propiedades, planta y equipo” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2007 y 2006 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 inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2006	2.426	17.376	28.719	666	1.405	1.591	1.291	53.474
Inversiones (1)	27	530	3.080	276	8	384	1.112	5.417
Retiros o bajas	(18)	(89)	(553)	(66)	(4)	(112)	(40)	(882)
Diferencias de conversión	(74)	(517)	(2.843)	(57)	(70)	(75)	(31)	(3.667)
Variación del perímetro de consolidación	1	3	25	-	3	10	-	42
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(103)	754	(2.085)	140	(3)	(192)	(790)	(2.279)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	2.259	18.057	26.343	959	1.339	1.606	1.542	52.105
Inversiones (1)	173	364	2.008	422	13	58	1.390	4.428
Retiros o bajas (3)	(211)	(155)	(28)	(53)	(6)	(31)	(2)	(486)
Diferencias de conversión	(61)	(432)	(2.928)	(56)	(66)	(62)	(69)	(3.674)
Variación del perímetro de consolidación	(59)	299	1	1	(1)	(3)	-	238
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	8	566	1.735	45	105	(57)	(866)	1.536
Saldo a 31 de diciembre de 2007	2.109	18.699	27.131	1.318	1.384	1.511	1.995	54.147
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2006	(875)	(10.275)	(16.942)	(489)	(561)	(1.028)	-	(30.170)
Amortizaciones	(57)	(857)	(1.744)	(185)	(47)	(74)	-	(2.964)
Retiros o bajas	6	73	545	64	4	15	13	720
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (4)	(4)	(31)	(212)	-	-	(3)	(1)	(251)
Diferencias de conversión	31	289	1.671	33	49	24	-	2.097
Variación del perímetro de consolidación	-	-	(11)	-	(1)	(4)	-	(16)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	221	109	1.523	(12)	7	132	(26)	1.954
Saldo a 31 de diciembre de 2006	(678)	(10.692)	(15.170)	(589)	(549)	(938)	(14)	(28.630)
Amortizaciones	(57)	(876)	(1.685)	(280)	(46)	(79)	-	(3.023)
Retiros o bajas	8	136	13	50	5	13	-	225
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	12	16	(10)	(1)	-	(10)	-	7
Diferencias de conversión	24	270	1.753	32	47	29	-	2.155
Variación del perímetro de consolidación	18	19	-	-	-	2	-	39
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(4)	140	(1.271)	(7)	1	(117)	14	(1.244)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(677)	(10.987)	(16.370)	(795)	(542)	(1.100)	-	(30.471)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2006 (5).....	1.581	7.365	11.173	370	790	668	1.528	23.475
Saldo neto a 31 de diciembre de 2007 (5).....	1.432	7.712	10.761	523	842	411	1.995	23.676

(1) En 2007 las principales inversiones se han realizado en Argentina (1.311 millones de euros), en Estados Unidos (616 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (566 millones de euros), en Canadá (194 millones de euros) y en España (1.326 millones de euros).

En 2006 las principales inversiones se realizaron en Argentina (1.222 millones de euros), en Estados Unidos (1.838 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (689 millones de euros) y en España (954 millones de euros).

(2) En 2007 se incluyen 228 millones de euros netos correspondientes a una reclasificación desde activos disponibles para la venta y 106 millones de euros corresponden a un buque adquirido en arrendamiento financiero para el transporte de GNL. En 2006 incluía 310 millones de euros netos de amortización correspondientes a la reclasificación a activos disponibles para la venta, 253 millones de euros por alta de provisión por desmantelamiento de campos (ver nota 20) y 132 millones de euros de traspaso a activos intangibles.

(3) Corresponde a la venta de la parcela descrita en la nota 27.

(4) (Ver nota 14).

(5) A 31 de diciembre de 2007 y 2006 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 651 y 758 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 722 y 1.995 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 841 y 1.528 millones de euros a 31 de diciembre de 2006, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe propiedades, planta y equipo incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.734 y 8.452 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 3. En 2007 y 2006, el coste medio de la financiación ajena ha sido 6,44% y 6,14% y el importe activado por este concepto ha ascendido a 95 y 35 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados minorando el epígrafe de "Cargas financieras" de la cuentas de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe propiedades, planta y equipo se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo Repsol YPF sobre concesiones administrativas, por un importe al 31 de diciembre de 2007 y 2006 de 117 y 89 millones de euros, respectivamente; estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2007 y 2054.

En los ejercicios 2007 y 2006 se incluyen 696 y 640 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 673 y 593 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

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 de propiedades, planta y equipo, 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) PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento de las propiedades de inversión en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2006	68	(14)	54
Retiros o bajas	(27)	10	(17)
Dotación de amortización y otros movimientos	(3)	-	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	38	(4)	34
Retiros o bajas	-	-	-
Dotación de amortización y otros movimientos	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2007	38	(4)	34

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2007 y 2006 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 101 y 57 millones de euros respectivamente.

Durante el ejercicio 2007 los ingresos relacionados con las propiedades de inversión han sido inferiores a 1 millón de euros. Los ingresos registrados en el ejercicio 2006 relacionados con las propiedades de inversión ascendieron a 136 millones de euros de los cuales 130 millones de euros corresponden a los beneficios de la venta de dos edificios.

(9) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
YPF, S.A.	1.927	2.152
Gas Natural SDG, S.A.	321	321
Refap, S.A.	254	236
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Empresas Lipigas, S.A.	80	86
EESS de Repsol Comercial P.P.	93	93
Buenergía Gas & Power, Ltd.	36	40
Grupo Dersa	29	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Nettis	24	24
Grupo Generación México	26	-
Otras compañías	218	141
Saldo al cierre del ejercicio	<u>3.308</u>	<u>3.422</u>

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
Saldo al inicio del ejercicio	3.422	3.773
Adquisiciones	41	1
Variaciones del perímetro de consolidación.....	-	3
Desinversiones	(1)	(1)
Diferencias de conversión	(229)	(277)
Saneamientos	-	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos	75	(75)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>3.308</u>	<u>3.422</u>

Las principales adquisiciones de 2007 han sido el Grupo Generación México (ver nota 31), por la que se ha adquirido un fondo de comercio que asciende a 26 millones de euros, y la de participaciones adicionales en sociedades del Grupo Gas Natural (principalmente Gas Natural Argentina SDG, S.A., Invergas, S.A. Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A.) por las que se ha generado un fondo de comercio de 11 millones de euros. En 2006 no hubo adquisiciones significativas.

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente:

	Millones de euros	
	2007	2006
Fondo de comercio bruto	3.320	3.434
Pérdidas de valor acumuladas	(12)	(12)
Fondo de comercio neto	<u>3.308</u>	<u>3.422</u>

Durante el año 2007 no se registraron saneamientos en el fondo de comercio. En el ejercicio 2006 se registró el saneamiento del fondo de comercio correspondiente al negocio de GLP en la India por importe de 2 millones de euros.

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

El Fondo de Comercio, a efectos de la realización de la prueba por deterioro, se asigna a las Unidades Generadoras de Efectivo del Grupo identificadas según el negocio al que pertenecen. A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	Millones de euros					
	A 31 de diciembre de 2007			A 31 de diciembre de 2006		
	YPF	Resto	TOTAL	YPF	Resto	TOTAL
Exploración y producción	1.316	81	1.397	1.470	7	1.477
Refino y Marketing	526	816	1.342	588	810	1.398
Química	85	-	85	94	-	94
Gas y electricidad	-	484	484	-	453	453
TOTAL	<u>1.927</u>	<u>1.381</u>	<u>3.308</u>	<u>2.152</u>	<u>1.270</u>	<u>3.422</u>

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente posibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo superen los importes recuperables a 31 de diciembre de 2007.

En el caso de Argentina, para determinar los valores razonables en el negocio de Downstream se ha tenido en cuenta un escenario que conlleva recuperar progresivamente durante los próximos años una situación económica similar a la existente con anterioridad al cambio en la convertibilidad del peso respecto al dólar. En todo caso, el negocio de refino y Marketing de YPF en Argentina tiene un alto grado de integración con el negocio de Upstream de dicha compañía.

(10) OTROS ACTIVOS INTANGIBLES

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2007 y 2006 son los siguientes:

	Millones de euros					Total
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Derechos Emisión	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Otro inmovilizado	
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2006	757	80	196	145	778	1.956
Inversiones (1)	23	3	7	19	107	159
Retiros o bajas	(31)	-	(7)	6	(37)	(69)
Diferencias de conversión	(33)	-	(5)	(1)	(14)	(53)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	1	1
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(26)	177	25	(4)	86	258
Saldo a 31 de diciembre de 2006	690	260	216	165	921	2.252
Inversiones (1)	9	2	10	18	106	145
Retiros o bajas	(15)	(5)	(13)	(2)	(18)	(53)
Diferencias de conversión	(28)	-	(5)	-	(16)	(49)
Variación del perímetro de consolidación	(27)	-	-	-	(12)	(39)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	42	(190)	23	(16)	(53)	(194)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	671	67	231	165	928	2.062
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2006	(359)	-	(147)	(124)	(323)	(953)
Amortizaciones	(32)	-	(13)	(8)	(68)	(121)
Retiros o bajas	28	-	7	(3)	30	62
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	59	(181)	-	-	(8)	(130)
Diferencias de conversión	11	-	3	-	10	24
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	(1)	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos	39	-	(15)	1	(3)	22
Saldo a 31 de diciembre de 2006	(254)	(181)	(165)	(134)	(363)	(1.096)
Amortizaciones	(31)	-	(16)	(7)	(65)	(119)
Retiros o bajas	9	3	12	2	6	32
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(10)	(67)	-	-	-	(77)
Diferencias de conversión	12	-	3	-	8	23
Variación del perímetro de consolidación	8	-	-	-	9	17
Reclasificaciones y otros movimientos	29	181	(4)	6	(35)	177
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(237)	(64)	(170)	(133)	(440)	(1.043)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2006	436	79	51	32	558	1.156
Saldo neto a 31 de diciembre de 2007	434	3	61	32	488	1.019

(1) Las inversiones en 2007 y 2006 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 145 y 151 millones de euros, respectivamente.

(2) En el ejercicio 2007, la columna "Derechos de Emisión" incluye 67 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO2 asignados de manera gratuita para el 2007 de acuerdo con el plan de asignación nacional y la baja

de los derechos correspondientes al ejercicio 2006 por importe de 257 millones de euros. En 2006 la columna "Derechos de Emisión" incluye 257 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2006 de acuerdo con el plan de asignación nacional y la baja de los derechos correspondientes al ejercicio 2005 por importe de 80 millones de euros.

Repsol YPF no posee activos intangibles con vida útil indefinida a 31 de diciembre de 2007 y 2006.

Durante el ejercicio 2007 el Grupo ha recibido gratuitamente derechos de emisión equivalentes a 11,6 millones de toneladas de CO₂ conforme al plan nacional de asignación, valorados en 67 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2008 por 11,6 millones de toneladas de CO₂.

Los consumos de derechos de emisión de CO₂ del Grupo en 2007 han ascendido a 11,3 millones de toneladas. En el ejercicio 2007 se ha producido una depreciación del valor de los derechos de emisión, lo que ha dado lugar a la dotación de una provisión por depreciación de 67 millones de euros que se ha visto compensada, en un importe equivalente, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El gasto neto en la cuenta de resultados en el ejercicio 2007 por la emisión de CO₂ ha sido inferior a 1 millón de euros, mientras que en 2006 ascendió a 4 millones de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en el ejercicio 2007 y 2006 a 77 y 72 millones de euros respectivamente.

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva y las concesiones administrativas son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.7 de la nota 3.

(11) ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA

A 31 de diciembre de 2007 Repsol YPF tiene activos disponibles para la venta por importe de 80 millones de euros que corresponden, fundamentalmente, a activos para la generación de energía eléctrica en Venezuela.

A 31 de diciembre de 2006 los 249 millones de euros registrados en este epígrafe correspondían fundamentalmente a activos de exploración y producción en Argentina, que durante el ejercicio 2007 se han reclasificado a los epígrafes correspondientes de activo y pasivo al dejar de cumplir los requisitos para su clasificación como disponibles para la venta.

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2007 y 2006, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2007	2006
Propiedades, planta y equipo	67	310
Activos corrientes	14	-
Total de activos disponibles para la venta.....	<u>81</u>	<u>310</u>
Pasivos relacionados con los activos clasificados como disponibles para la venta	(1)	(61)
Total de activos netos disponibles para la venta	<u>80</u>	<u>249</u>

(12) INVERSIONES REGISTRADAS POR PUESTA EN EQUIVALENCIA

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido consolidadas por puesta en equivalencia a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2.007	2006
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	56	121
West Siberian Resources.....	51	70
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	51	60
Peru LNG Company Llc.....	144	44
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	35	39
Transierra, S.A.	35	34
Dynasol Elastómeros, S.A. de CV	27	29
Atlantic LNG 4	21	24
Oleoductos del Valle, S.A.	16	22
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	22	20
Terminales Marítimos Patagónicos, S.A. (Termap)	10	11
Enirepsa Gas Limited	28	-
Otras sociedades puestas en equivalencia	41	47
	<u>537</u>	<u>521</u>

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades consolidadas del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
Saldo al inicio del ejercicio	521	399
Adquisiciones (1)	158	123
Desinversiones (2).....	(38)	-
Variaciones del perímetro de consolidación (3).....	-	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (4)	109	139
Dividendos repartidos	(179)	(136)
Diferencias de conversión	(48)	(38)
Reclasificaciones y otros movimientos.....	14	37
Saldo al cierre del ejercicio	537	521

- (1) En 2007 y 2006 corresponde, fundamentalmente, a las aportaciones o adquisiciones en Perú LNG, ENIREPSA y West Siberian Resources.
- (2) En 2007 incluye básicamente la venta del 10% de CLH realizada por Repsol YPF, SA.
- (3) En 2006 correspondía principalmente al cambio de método de consolidación de Productos y Servicios Petrolíferos (PSP), R. Chemie, y Red Electrónica de Distribución (RED).
- (4) En 2007 los resultados más significativos corresponden a Atlantic LNG (63 millones de euros) y CLH (59 millones de euros). En 2006 los resultados más significativos correspondían a Atlantic LNG (71 millones de euros) y CLH (83 millones de euros).

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 puesta en equivalencia:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), S.A.	15,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	9,90%
Transportadora de Gas de Perú - TGP	10,00%
West Siberian Resources Ltd.	10,12%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.(1)	18,00%

- (1) Sociedad participada a través del Grupo Gas Natural, consolidado por integración proporcional.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2007 y 2006 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2.007	2.006
Total Activos	1.730	1.933
Total Patrimonio.....	537	439
Ingresos.....	776	916
Resultado del periodo	<u>109</u>	<u>139</u>

(13) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2007 y 2006, clasificados por clases y por vencimiento es el siguiente:

	Millones de euros					
	2007			2006		
	Activos financieros no corrientes	Corrientes	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros no corrientes	Corrientes	Efectivo y equivalentes al efectivo
1.) Valorados a valor razonable con cambios en resultados.....	69	64	10	-	72	-
2.) Cuentas por cobrar.....	298	7.707	-	152	6.725	-
3.) Activos Mantenedos a vencimiento	743	203	2.575	607	225	2.557
4.) Disponibles para la venta	138	-	-	160	-	-
5.) Derivados de cobertura (ver Nota 38).....	700	52	-	599	78	-
	<u>1.948</u>	<u>8.026</u>	<u>2.585</u>	<u>1.518</u>	<u>7.100</u>	<u>2.557</u>

Los importes descritos en la columna “Corrientes” incluyen las partidas del balance que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2007	2006
Cientes y otras cuentas a cobrar	7.760	6.813
Inversiones Financieras Temporales	266	287
	<u>8.026</u>	<u>7.100</u>

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo

con su clasificación por naturaleza:

13.1) Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

La composición en los ejercicios 2007 y 2006 de los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados ha sido la siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
Activos por valoración a mercado de derivados		
<i>Corrientes</i>	5	14
Otros activos financieros		
<i>Corrientes</i>	69	58
<i>No corrientes</i>	69	0
	<u>143</u>	<u>72</u>

13.2) Préstamos y cuentas por cobrar corrientes

Incluye los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2007	2006
Clientes	6.117	5.552
Otros deudores	1.940	1.554
(Menos: provisión para insolvencias)	(350)	(381)
Total (1)	<u>7.707</u>	<u>6.725</u>

(1) El epígrafe “Clientes y otras cuentas a cobrar” del balance de situación incluye, además de los conceptos “Clientes”, “Otros deudores” y “Provisión para insolvencias” descritas en el detalle adjunto, 53 y 88 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente correspondientes a la valoración a mercado de determinados derivados sobre operaciones comerciales incluidos en las líneas “Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados” y “Derivados de cobertura” del cuadro incluido al inicio de esta nota.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
Saldo al inicio del ejercicio	381	375
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	2	46
Variaciones de perímetro de consolidación	(8)	-
Bajas	(7)	(14)
Diferencias de conversión	(18)	(26)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>350</u>	<u>381</u>

13.3) Activos financieros mantenidos a vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2007	2006	2007	2006
Inversiones Financieras no corrientes ...	743	607	803	612
Inversiones Financieras temporales	203	225	203	225
Equivalentes de efectivo	1.891	2.197	1.891	2.197
Caja y Bancos	684	359	684	359
	<u>3.521</u>	<u>3.388</u>	<u>3.581</u>	<u>3.393</u>

Entre las inversiones financieras corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades no consolidadas y préstamos a sociedades consolidadas por la parte no eliminada en el proceso de consolidación por importe de 345 y 432 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente. Estos préstamos han devengado un interés medio del 9,54% y 10,15% en 2007 y 2006.

El resto de las inversiones financieras, que ascienden a 3.176 y 2.956 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 4,54% y 3,27% en 2007 y 2006, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2007	2006
2009	11	11
2010	43	47
2011	4	4
2012	15	13
Años posteriores	670	532
	<u>743</u>	<u>607</u>

13.4) 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 importe más significativo en 2007 y 2006 corresponde a la participación que Gas Natural posee en ENAGAS.

En el ejercicio 2006 también se incluía la participación en Naturgas Energía Grupo S.A., (participada a través de Gas Natural) que se ha vendido en 2007 generando un beneficio neto de 20 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias, y reduciendo la reserva por valoración.

(14) **PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS**

Repsol YPF realiza, al menos anualmente o, siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, una valoración de sus activos intangibles, elementos de propiedades, planta y equipo u 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. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.

Durante el ejercicio 2007 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes han ascendido a 70 millones de euros, de las cuales 67 millones de euros corresponde a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 10) y cuyo efecto se ha visto compensado por un ingreso de importe equivalente 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 2007, de forma que el gasto neto en la cuenta de resultados de 2007 por la emisión de CO₂ ha sido inferior a 1 millón de euros.

El resto de las correcciones valorativas que ascienden a una dotación neta de 3 millones de euros, corresponden fundamentalmente a:

- Las pérdidas de valor registradas en Ecuador y Argentina por importe de 56 y 29 millones de euros respectivamente, originadas fundamentalmente por la evolución desfavorable de los parámetros de negocio.
- Los ingresos derivados de la reversión de provisiones registradas en ejercicios anteriores en Trinidad y Tobago y Portugal, como consecuencia de la evolución positiva de los parámetros de negocio por importe de 49 y 33 millones de euros respectivamente.

Durante el ejercicio 2006, las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 383 millones de euros de las cuales 181 millones de euros corresponde a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 10) y cuyo efecto se vio compensado por un ingreso de importe equivalente 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 2006, de forma que el gasto neto en la cuenta de resultados en 2006 por la emisión de CO2 ascendió a 4 millones de euros.

El resto de las correcciones valorativas del ejercicio 2006 se refieren, fundamentalmente, a activos de exploración y producción por importe de 223 millones de euros que corresponden a:

- Una provisión de 50 millones en Trinidad y Tobago, como consecuencia de la reevaluación de la comercialidad de determinados campos en los que participa.
- Una provisión de 66 millones de euros en Argentina distribuida en varios campos en los que se participa, fundamentalmente por la evolución de los parámetros de negocio.
- En Dubai, como consecuencia de la rescisión anticipada del contrato, se ha registrado una provisión de 50 millones de euros que, una vez deducido el efecto fiscal, ha supuesto una pérdida neta de 11 millones de euros.
- En Ecuador, Venezuela y Argelia se han registrado 49 millones de provisión, derivados, igualmente, de la propia evolución de los parámetros del negocio.

(15) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2007 y 2006 es la siguiente:

	Millones de euros		
	Coste	Provisión por depreciación	Neto
A 31 de diciembre de 2007			
Crudo y Gas natural	1.543	-	1.543
Productos terminados y semiterminados	2.302	(2)	2.300
Materiales y otras existencias	863	(31)	832
	<u>4.708</u>	<u>(33)</u>	<u>4.675</u>
A 31 de diciembre de 2006			
Crudo y gas natural	1.343	(55)	1.288
Productos terminados y semiterminados	1.891	(58)	1.833
Materiales y otras existencias	782	(29)	753
	<u>4.016</u>	<u>(142)</u>	<u>3.874</u>

A 31 de diciembre de 2007 el importe de las existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ascendió a 144 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas es una ganancia de 3 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 el importe de estas existencias ascendió a 165 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas fue una pérdida de 4 millones de euros.

El Grupo Repsol YPF cumple, tanto a 31 de diciembre de 2007 como a 31 de diciembre de 2006, con los requisitos sobre existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 1.2), a través de las sociedades españolas que integran el Grupo.

(16) PATRIMONIO NETO

16.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2007 y 2006 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas, de Nueva York y de Buenos Aires.

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.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 9 de mayo de 2007, autorizó al Consejo de Administración, durante un plazo de dieciocho meses, para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades controladas, hasta un número máximo de acciones que no excediera del 5% del capital social y por precio o valor de contraprestación no inferior al valor nominal de las acciones ni superior a su cotización en Bolsa. Este acuerdo dejó sin efecto la autorización en los mismos términos y por el mismo plazo aprobada en la anterior Junta General Ordinaria celebrada el 16 de junio de 2006.

En virtud de dicha autorización Repsol YPF, S.A. ha adquirido, durante el ejercicio 2007, 4.462.665 acciones propias, que representan el 0,366% del capital, por un importe de 110,69 millones de euros, con un valor nominal de 4,46 millones de euros. Asimismo, se han enajenado el mismo número de acciones, 4.462.665 acciones, por un importe de 114,30 millones de euros. El importe resultante de estas operaciones ha sido de 3,61 millones de euros que ha quedado registrado en el epígrafe “Beneficios retenidos”.

A 31 de diciembre de 2007 el Grupo no mantiene acciones de la sociedad dominante ni directamente ni a través de sociedades participadas.

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. (2)	14,29
Petróleos Mexicanos	4,90
Chase Nominees, Ltd.	9,83
Axa, S.A. (3)	4,21

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,27% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

(3) Axa, S.A. ostenta su participación a través de Alliance Bernstein y otras filiales del Grupo Axa.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, han informado a la CNMV el pasado 18 de enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. Según la información presentada en la CNMV, dichas entidades son sociedades gestoras de instituciones de inversión colectiva, sin que la entidad dominante de éstas (Barclays Global Investors UK Holdings, Ltd.) de instrucciones directas o indirectas para el ejercicio de los correspondientes derechos de voto poseídos por dichas sociedades gestoras.

A 31 de diciembre de 2007 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)	24,38	25,58	euros
			Buenos Aires	112,50	117,55	pesos
			Nueva York	35,63	36,99	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	40,02	41,48	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	130,00	126,38	pesos
			Nueva York	43,15	40,00	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	36.063.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	29,50	38,60	Soles
Empresa Petrolera Andina, S.A. (1)	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH		2,54%				
Serie A	90.000		Bolsas de valores españolas			euros
Serie D	1.689.049		(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	59,00	59,06	

(1) Empresa Petrolera Andina S.A no ha tenido movimientos durante el ejercicio 2007.

16.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2007 y 2006 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas 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.

16.3) Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas 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.

16.4) 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.

16.5) Diferencias de conversión

Recogen las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 2, 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 epígrafe 3.21 de la nota 3 (ver nota 38).

16.6) Reservas por valoración a mercado

El saldo a 31 de diciembre de 2007 refleja, neto del efecto fiscal, los siguientes conceptos: (i) la parte efectiva de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver epígrafe 3.21 de la Nota 3 y Nota 38), y (ii) los beneficios y pérdidas correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría

de activos financieros disponibles para la venta.

El movimiento en este epígrafe en los ejercicios 2007 y 2006 se describe a continuación:

	Millones de euros	
	2007	2006
Saldo a 1 de Enero	1	74
Activos financieros disponibles para la venta		
- Ajustes por valoración	13	14
- Transferencia al resultado	<u>(20)</u>	<u>(60)</u>
Total	(7)	(46)
Instrumentos de cobertura de flujos de efectivo		
- Ajustes por valoración (1)	(20)	(49)
- Transferencia al resultado	<u>23</u>	<u>22</u>
Total	3	(27)
Saldo a 31 de Diciembre	<u>(3)</u>	<u>1</u>

(1) En 2006 se incluye una reducción de las reserva por valoración a mercado por importe de 103 millones de euros que fueron reclasificadas a diferencias de conversión durante el ejercicio 2006 en relación con las coberturas de inversión neta.

16.7) Beneficios retenidos

Este epígrafe incluye, entre otros conceptos, 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).

16.8) Patrimonio neto atribuido a los accionistas minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los accionistas minoritarios a 31 de diciembre de 2007 y 2006 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2007	2006
Refinería La Pampilla, S.A.	107	88
Empresa Petrolera Andina	228	208
Petronor, S.A.	97	95
YPF, S.A.	61	58
CEG y CEG Río	47	41
Repsol Comercial de P.P., S.A.	28	37
Gas Natural ESP	26	26
Gas Natural México, S.A. de CV	14	14
Otras compañías	43	42
Total	651	609

(17) DIVIDENDOS

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2007 y 2006 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2007 este importe ha ascendido a 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción) y en 2006 a 440 millones de euros (0,36 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2006, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 9 de Mayo de 2007, ascendió a 440 millones de euros (0,36 euros brutos por acción).

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2007 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 2007, pagadero a partir del 9 de julio de 2008 de 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción).

A la vista del estado contable que se ha formulado y de las líneas de crédito no dispuestas, Repsol YPF, S.A. contaba, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con los requisitos de los artículos 194.3 y 216 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

(18) 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.

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 estos instrumentos a 31 de diciembre de 2007 y 2006 ha ascendido a 3.418 y 3.445 millones de euros, respectivamente. Para mayor detalle ver la nota 19 sobre financiación recibida.

(19) FINANCIACIÓN RECIBIDA

El detalle de la financiación ajena recibida, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2007 y 2006, es el siguiente:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2007	2006	2007	2006
Financiación No Corriente				
Acciones preferentes	3.418	3.445	3.491	3.594
Obligaciones y bonos	4.765	3.561	4.693	3.770
Préstamos	1.700	3.209	1.693	3.204
Pasivos por valoración a mercado de derivados financieros no corrientes	182	268	182	268
Financiación Corriente				
Obligaciones y bonos	199	526	199	532
Préstamos	1.284	1.020	1.284	1.021
Pasivos por valoración a mercado de derivados financieros corrientes	18	10	17	10
Total	11.566	12.039	11.559	12.399

La distribución de la financiación por divisas y vencimientos a 31 de diciembre de 2007 y 2006 se detalla en el apartado 4.2 sobre el riesgo de liquidez en la nota 4.

Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase nota 38.3 Coberturas de inversión neta).

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2007		2006	
	Volumen medio	coste medio	Volumen medio	coste medio
Acciones Preferentes	3.433	5,36%	3.462	5,38%
Obligaciones	4.844	5,30%	4.853	5,57%
Préstamos	2.850	6,67%	3.694	5,60%
	11.127	5,67%	12.009	5,52%

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 4.414 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.425 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.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 112 millones de euros (correspondientes a un nominal de 113 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 25% del importe total del capital de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

(20) PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS

El saldo a 31 de diciembre de 2007 y 2006, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2007 y 2006, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones no corrientes				Provisiones corrientes		
	Provisión para pensiones (3)	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	Total	Provisión para pensiones (3)	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2006	95	683	2.100	2.878	5	185	190
Dotaciones con cargo a resultados (1)	8	54	564	626	2	83	85
Aplicaciones con abono a resultados (4).....	-	-	(142)	(142)	-	(3)	(3)
Cancelación por pago	(17)	(11)	(295)	(323)	-	(132)	(132)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	3	-	3	-	-	0
Diferencias de conversión	(10)	(67)	(114)	(191)	(1)	(16)	(17)
Reclasificaciones y otros movimientos (2).....	(1)	193	(383)	(191)	5	169	174
Saldo a 31 de diciembre de 2006.....	75	855	1.730	2.660	11	286	297
Dotaciones con cargo a resultados (1)	10	62	443	515	2	85	87
Aplicaciones con abono a resultados (4).....	(4)	(2)	(122)	(128)	(1)	(3)	(4)
Cancelación por pago	(3)	(15)	(139)	(157)	(13)	(130)	(143)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Diferencias de conversión	(7)	(84)	(102)	(193)	-	(15)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos (2).....	(5)	115	(242)	(132)	4	62	66
Saldo a 31 de diciembre de 2007.....	66	931	1.568	2.565	3	283	286

- (1) Dentro del epígrafe “Otras provisiones”, en el ejercicio 2007, las dotaciones corresponden fundamentalmente a (i) una dotación de 22 millones de euros por planes de reestructuración de plantillas, (ii) una dotación de 90 millones de euros correspondientes a contingencias medioambientales y (iii) una dotación de 246 millones de euros para litigios. También incluye 81 millones de actualización financiera de las provisiones. En el ejercicio 2006 incluía principalmente (i) una dotación de 20 millones de euros por planes de reestructuración de plantillas, (ii) una provisión de 80 millones de euros por las emisiones de CO₂ a la atmósfera realizadas en el ejercicio, (iii) una dotación de 82 millones de euros correspondientes a contingencias medioambientales y (iii) una dotación de 244 millones de euros para litigios. También incluye 58 millones de actualización financiera de las provisiones.
- (2) El epígrafe “Desmantelamiento de campos” incluye 54 y 253 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente, correspondientes al alta durante los citados ejercicios de provisión por desmantelamiento de campos (ver nota 7).
- (3) Ver nota 21.
- (4) 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.

(21) PROVISIÓN PARA PENSIONES Y OBLIGACIONES SIMILARES

- a) Planes de aportación definida

Las principales características de los planes de aportación definida reconocidos por el Grupo se describen en el apartado 16 de la nota 3.

El coste anual cargado en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en relación con estos planes de pensiones ha ascendido a 37 y 32 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

b) Planes de Previsión de directivos. Plan mixto de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada

El coste cargado en el año 2007 en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados ha ascendido a 9 millones de euros. En el ejercicio 2006 como consecuencia de la transformación de los sistemas de compensación anteriores citados en el apartado 16 de la nota 3 y de las aportaciones al plan correspondientes a 2006, ascendieron a 6 millones de euros.

c) Planes de prestación definida

El Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2007 poseía dos planes de estas características:

c.1) Planes de pensiones, planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales y prestaciones por sanidad y riesgos de fallecimiento de una filial de YPF.

Los trabajadores a tiempo completo de dicha sociedad tienen reconocidos planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros. Las prestaciones de los mismos están basadas en los años de servicio y en las compensaciones generadas durante los años en activo. Esta Compañía tiene además otros planes de pensiones no contributivos para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo.

El pasivo registrado en concepto de planes de pensiones a 31 de diciembre de 2007 y 2006 asciende a 11 y 18 millones de euros, respectivamente. Dicho importe se obtiene, fundamentalmente, de las obligaciones por prestaciones con los empleados (76 y 83 millones de euros en el ejercicio 2007 y 2006, respectivamente) menos el valor razonable de los activos afectos al plan, neto de las pérdidas actuariales no reconocidas, por importe de 65 y 65 millones de

euros, respectivamente.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas en 2007 y 2006 han sido las siguientes:

	%	
	2007	2006
Tasa de descuento	6	6
Rendimiento esperado de los activos del Plan	7	7
Tasa de incremento salarial	N/A	5,5

Asimismo, 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. El importe registrado en la cuenta de resultados con respecto a estos planes en los ejercicios 2007 y 2006 ha ascendido a 2 y 3 millones de euros, respectivamente.

c.2) El Grupo Gas Natural también posee planes de pensiones para empleados en España, Brasil e Italia. Las cantidades reconocidas en el balance para hacer frente a estas obligaciones en el epígrafe “Provisiones para riesgos y gastos” ascendían a 20 y 18 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

(22) **OTROS PASIVOS NO CORRIENTES**

Este capítulo incluye las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2007	2006
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 23)	632	561
Fianzas y depósitos (1)	221	220
Subvenciones y otros ingresos diferidos	278	224
Otros	413	229
TOTAL	1.544	1.234

(1) El epígrafe de fianzas y depósitos recibidos recoge básicamente 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.

El detalle del saldo a 31 de diciembre de 2007 y 2006 correspondiente a subvenciones y otros ingresos diferidos es el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
<u>Subvenciones relacionadas con activos</u>		
Construcción de infraestructura gasista	73	63
Otras subvenciones	36	38
Subtotal	109	101
<u>Ingresos diferidos</u>		
Ingresos diferidos por activos del inmovilizado material recibidos sin contraprestación	7	10
Contraprestación de nuevas acometidas y ramales.....	54	49
Indemnizaciones por desplazamientos forzosos de la red	33	30
Otros ingresos diferidos	75	34
Subtotal	169	123
TOTAL	<u>278</u>	<u>224</u>

En la cuenta de resultados en 2007 y 2006, se han registrado ingresos de 8 y 9 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones y otros ingresos diferidos. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 5 y 7 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente.

(23) DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2007	2006	2007	2006
Durante el siguiente ejercicio	63	59	61	58
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	248	221	205	180
A partir del 6º ejercicio	902	804	427	381
	1.213	1.084	693	619
Menos:				
Futuros gastos financieros	(520)	(465)		
	693	619		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			632	561
Deuda por arrendamiento financiero corriente			61	58
			693	619

Los arrendamientos financieros corresponden, fundamentalmente, a buques metaneros para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2032.

(24) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2007 y 2006, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2007	2006
Proveedores	4.491	3.553
Deuda por arrendamientos financieros (nota 23)	61	58
Administraciones Públicas acreedoras	934	963
Pasivos por valoración a mercado de elementos cubiertos y derivados sobre operaciones comerciales	67	94
Otros acreedores	3.285	2.922
	8.838	7.590

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

(25) **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 está 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 2007 es de 61, 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., es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra otra sociedad 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. Dicho Grupo tributa 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. y Gas Natural Comercializadora, S.A. y Gas Natural Aprovisionamientos 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 individualizada o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 32,5%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 37,5%, y Petróleos del Norte, S.A., 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, hay que tener en cuenta que las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina, pero 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 o Dubai).

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)
- Dubai: 85%
- Trinidad y Tobago: 55% y 57,25%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 50% y 34%
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 26,5%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2007 y 2006 de acuerdo con el criterio indicado en la nota 3 de Políticas contables, es el siguiente:

	Millones de euros			TOTAL
	Ejercicio 2007			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
Resultado contable antes de impuestos	3.118	1.289	1.177	5.584
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	(1.050)	99	(68)	(1.019)
Por diferencias temporarias	204	575	(219)	560
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.272	1.963	890	5.125
Cuota del impuesto	714	687	476	1.877
Deducciones aplicables	(299)	-	(1)	(300)
Impuesto corriente a pagar	415	687	475	1.577
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	1.001	(18)	29	1.012
Total Gasto por Impuesto corriente	1.416	669	504	2.589
Impuesto diferido del ejercicio	(67)	(201)	(5)	(273)
Otros ajustes al gasto por impuesto	66	19	(63)	22
Total Gasto por Impuesto diferido	(1)	(182)	(68)	(251)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	1.415	487	436	2.338

	Millones de euros			
	Ejercicio 2006			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos	3.168	1.395	866	5.429
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	(973)	42	(5)	(936)
Por diferencias temporarias	140	797	(186)	751
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.335	2.234	675	5.244
Cuota del impuesto	820	782	376	1.978
Deducciones aplicables	(350)	-	-	(350)
Impuesto corriente a pagar	470	782	376	1.628
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	986	(24)	46	1.008
Total Gasto por Impuesto corriente	1.456	758	422	2.636
Impuesto diferido del ejercicio	(37)	(278)	44	(271)
Otros ajustes al gasto por impuesto	(8)	3	(140)	(145)
Total Gasto por Impuesto diferido	(45)	(275)	(96)	(416)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	1.411	483	326	2.220

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de euros		
	2007	2006	Variación
Activo por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	34	32	2
Provisiones para el personal	58	62	(4)
Provisión para contingencias	146	150	(4)
Otras provisiones	254	203	51
Créditos fiscales	194	121	73
Otros activos por impuestos diferidos	334	345	(11)
	<u>1.020</u>	<u>913</u>	<u>107</u>
Pasivo por impuesto diferido:			
Incentivos fiscales	(25)	(5)	(20)
Plusvalías diferidas	(139)	(134)	(5)
Diferencias de amortizaciones	(620)	(515)	(105)
Moneda funcional	(548)	(769)	221
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(890)	(1.112)	222
Otros pasivos por impuestos diferidos	(251)	(172)	(79)
	<u>(2.473)</u>	<u>(2.707)</u>	<u>234</u>

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 472 y 401 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

Otra información con trascendencia fiscal

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones judiciales y administrativas 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 capítulo “otras provisiones” (ver nota 20), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2007 por este concepto asciende a 524 millones de euros. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

(26) NEGOCIOS CONJUNTOS

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2007 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	37,64%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,85%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	44,57%
Profertil, S.A.	49,52%
Quiriquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	49,52%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	65,42%
Repsol Occidental Corporation	25,00%

A continuación se desglosan los importes totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	Millones de euros	
	2007	2006
Activos corrientes.....	2.079	1.800
Activos no corrientes.....	5.557	5.234
Pasivos corrientes.....	2.253	2.056
Pasivos no corrientes.....	2.724	2.534
Ingresos.....	6.883	6.870
Gastos	(6.046)	(6.204)

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2007 y 2006 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.

(27) INGRESOS Y GASTOS DE LAS OPERACIONES CONTINUADAS ANTES DE CARGAS FINANCIERAS

El análisis de los ingresos y gastos de las operaciones continuadas antes de cargas financieras obtenidos en el ejercicio 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
<u>Ingresos</u>		
Ventas	52.098	51.355
Variación de existencias de productos terminados y en curso	387	236
Ingresos por reversión de pérdidas de valor (1)	150	64
Beneficios por venta de activos no corrientes (2)	694	287
Prestación de servicios y otros ingresos	2.594	3.138
	<u>55.923</u>	<u>55.080</u>
<u>Gastos</u>		
Compras	(36.699)	(35.190)
Variación de existencias	405	73
Gastos de personal	(1.855)	(1.674)
Tributos	(1.915)	(2.470)
Servicios exteriores	(4.932)	(4.508)
Transportes y fletes	(1.140)	(1.187)
Amortizaciones	(3.141)	(3.094)
Dotación de provisiones por pérdidas de valor (1)	(220)	(447)
Pérdidas por venta de activos no corrientes	(25)	(33)
Otros gastos	(593)	(639)
	<u>(50.115)</u>	<u>(49.169)</u>

(1) Ver nota 14.

(2) En el ejercicio 2007 corresponde fundamentalmente a la plusvalía descrita en el párrafo siguiente y a la plusvalía de venta del 10% de participación de CLH (315 millones de euros). En el ejercicio 2006 correspondía principalmente a la venta de dos edificios de oficinas por importe de 130 millones de euros y a la venta de participaciones en ENAGAS por importe de 69 millones de euros.

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vende a Caja Madrid la parcela en la que se asienta un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma, por un importe total de 815 millones de euros. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se compromete a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. Como consecuencia de la venta de la citada parcela se ha registrado una plusvalía de 211 millones de euros en la línea "Beneficios por venta de activos no corrientes"

(28) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2007	2006
Ingresos por intereses	168	138
Gastos por intereses	(470)	(497)
Gastos por las acciones preferentes	(191)	(189)
Intereses intercalarios (Ver nota 7)	95	35
Actualización de provisiones	(144)	(127)
Diferencias de cambio netas	266	175
Ingresos por dividendos	5	4
Ingresos/(gastos) por valoración a mercado de derivados y otros activos financieros (ver nota 38)	68	-
Otros ingresos/(gastos)	(21)	(21)
	<u>(224)</u>	<u>(482)</u>

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

29.1) Información por líneas de negocio

Las operaciones de Repsol YPF se dividen en cuatro negocios fundamentales:

- Exploración y Producción, que incluye tanto las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, como el negocio del Gas Natural Licuado (GNL);
- Refino y Marketing, en el que se engloban las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos y GLP;
- Química; y
- Gas y Electricidad, que incluye la comercialización de gas natural y la generación de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados de Repsol YPF atendiendo a esta clasificación.

	Millones de euros					Total
	Exploración y Producción	Refino y Marketing ⁽¹⁾	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	
<u>2007</u>						
Ventas externas netas	3.649	41.386	4.298	2.690	75	52.098
Ventas entre segmentos	4.275	2.600	774	100	(7.749)	-
Otros ingresos	1.832	1.180	184	364	265	3.825
Total ingresos	9.756	45.166	5.256	3.154	(7.409)	55.923
Gastos por operaciones continuadas	(6.788)	(42.808)	(5.025)	(2.638)	7.144	(50.115)
Resultado por operaciones continuadas	2.968	2.358	231	516	(265)	5.808
Total cargas financieras	-	-	-	-	-	(224)
Resultado antes de impuestos y participadas	-	-	-	-	-	5.584
Impuestos sobre beneficios	-	-	-	-	-	(2.338)
Resultado de sociedades Puesta en equivalencia	43	62	2	2	-	109
Resultado del período						<u>3.355</u>

	Millones de euros					Total
	Exploración y Producción	Refino y Marketing ⁽¹⁾	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	
<u>2006</u>						
Ventas externas netas	4.034	39.968	3.961	2.821	571	51.355
Ventas entre segmentos	5.030	2.166	501	73	(7.770)	-
Otros ingresos	1.390	1.512	208	414	201	3.725
Total ingresos	10.454	43.646	4.670	3.308	(6.998)	55.080
Gastos por operaciones continuadas	(7.168)	(41.791)	(4.317)	(2.839)	6.946	(49.169)
Resultado por operaciones continuadas	3.286	1.855	353	469	(52)	5.911
Total cargas financieras	-	-	-	-	-	(482)
Resultado antes de impuestos y participadas	-	-	-	-	-	5.429
Impuestos sobre beneficios	-	-	-	-	-	(2.220)
Resultado de sociedades Puesta en equivalencia	53	84	2	-	-	139
Resultado del período						<u>3.348</u>

(1) Incluye el registro como ingreso y como gasto de los impuestos especiales de hidrocarburos (ver apartado 3.20 de la nota 3).

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	Millones de euros					
	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	Total
<u>2007</u>						
Total activos	16.165	16.223	2.680	4.827	7.269	47.164
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	392	104	29	12	0	537
Pasivos operativos (1)	4.339	8.168	815	1.474	1.640	16.436
Dotación Amortización	(2.058)	(644)	(197)	(193)	(50)	(3.142)
Dotación neta de Provisiones por depreciación	(34)	(28)	(8)	-	-	(70)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (2)	(149)	54	36	(28)	(135)	(222)
Inversiones	2.912	974	176	651	660	5.373

	Millones de euros					
	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	Total
<u>2006</u>						
Total activos	17.038	14.864	2.678	4.344	6.277	45.201
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	307	50	31	11	122	521
Pasivos operativos (1)	5.126	6.375	714	1.277	1.628	15.120
Dotación Amortización	(1.998)	(645)	(194)	(189)	(68)	(3.094)
Dotación neta de Provisiones por depreciación	(223)	(160)	-	-	-	(383)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (2)	(97)	(213)	1	(15)	249	(75)
Inversiones	4.062	966	222	328	159	5.737

(1) Incluye las líneas “Pasivos por impuestos diferidos”, “Provisión para riesgos y gastos corrientes y no corrientes”, “Otros pasivos no corrientes”, “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar” y “Hacienda Pública acreedora por impuesto de sociedades” del pasivo del balance de situación consolidado.

(2) Incluye aquellos ingresos/gastos que no implican salidas de caja distintas de los movimientos de la amortización o de las dotaciones netas de las provisiones por depreciación.

29.2) Información por áreas geográficas

Las áreas geográficas en las que Repsol YPF distribuye sus operaciones son:

- España
- Argentina, Brasil y Bolivia (ABB)
- Resto del Mundo

Las principales magnitudes distribuidas por los mercados de destino de las mismas son las siguientes:

	Millones de euros			
	España	ABB	Resto Mundo	Total
<u>2007</u>				
Ventas externas por mercados de destino	25.495	9.880	16.723	52.098
Activos totales	20.846	14.401	11.917	47.164
Inversiones	1.455	1.480	2.438	5.373

	Millones de euros			
	España	ABB	Resto Mundo	Total
<u>2006</u>				
Ventas externas por mercados de destino	25.329	7.339	18.687	51.355
Activos totales	16.134	17.512	11.555	45.201
Inversiones	1.119	1.453	3.165	5.737

(30) VENTA DE FILIALES

Durante el ejercicio 2006 no se realizaron ventas significativas de filiales.

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2007 se ha vendido un 10% de participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), por un importe de 353 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 315 millones de euros.

También en 2007 Repsol YPF Chile S.A. (antes Repsol YPF Chile LTDA) ha vendido su participación en Petróleos Transandinos YPF S.A. y en Operaciones y Servicios YPF Ltda, por un importe de 145 millones de euros, registrando una plusvalía de 49 millones de euros. El importe de los activos netos que aportaban en el momento de la venta las sociedades vendidas en Chile durante el ejercicio 2007 es el siguiente:

<u>Concepto</u>	<u>Activos netos</u>
Propiedades, planta y equipo	59
Otros activos no corrientes	25
Fondo de Maniobra	34
Pasivos no corrientes	(22)
TOTAL ACTIVOS NETOS	96

(31) COMBINACIONES DE NEGOCIOS

Las combinaciones de negocios más significativas realizadas en el ejercicio 2007 han sido las siguientes:

- En diciembre de 2007 el Grupo ha incorporado el 100%, a través de Gas Natural, del capital social del Grupo Generación México (constituido principalmente por las siguientes sociedades: Controladora del Golfo S.A. de C.V., Central Anahuac S.A. de C.V., Central Saltillo S.A. de C.V., Central Lomas del Real S.A. de C.V., Central Vallehermoso S.A. de C.V., Electricidad Águila de Altamira S.A. de C.V., Gasoducto del Río S.A. de C.V. y Compañía Mexicana de Gerencia y Operación S.A. de C.V.), dedicado a la generación eléctrica por ciclo combinado. El coste de esta adquisición ha ascendido a 311 millones de euros, y generó el registro de un fondo de comercio de 26 millones de euros.

En el ejercicio 2007 no se ha consolidado resultado alguno por esta operación dado que la incorporación fue en el mes de diciembre. Si el grupo se hubiese consolidado en los estados financieros del Grupo Repsol YPF desde el 1 de enero de 2007, su contribución a los ingresos y beneficio neto hubiera ascendido a 193 y 9 millones de euros, respectivamente.

A continuación se detallan los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos clasificados según las principales líneas del balance a la fecha de adquisición:

	Valor en libros	Valor razonable
Propiedades, planta y equipo	249	318
Activos por impuestos diferidos	6	7
Otros activos no corrientes	13	13
Activo corriente comercial	34	34
Efectivo y equivalentes al efectivo	21	21
Otro activo financiero corriente	1	1
Total activos	324	394
Pasivos por impuestos diferidos	18	37
Deuda financiera no corriente	4	4
Otros pasivos no corrientes	37	37
Deudas comerciales corrientes	30	31
Total pasivos	89	109
Total activos netos	235	285
Fondo de comercio		26
Inversión total		311

- En el mes de Junio 2007, Repsol ha adquirido el 28%, a través de Gas Natural, de la participación en el capital de Invergas S.A., Gas Natural Argentina SDG, S.A., Natural Energy S.A. y Natural Servicios S.A., por un precio de compra de 13 millones. El fondo de comercio adquirido ha ascendido a 9 millones de euros.
- En diciembre de 2007 el Grupo ha incorporado el 100%, a través de Gas Natural, el 30,8% del capital social del Grupo ITAL.ME.CO, grupo italiano dedicado principalmente a la distribución y comercialización de gas que opera en cuatro regiones del centro y sur de Italia. El coste de esta adquisición ha ascendido a 8 millones de euros y no ha dado lugar al registro de ningún fondo de comercio.

En el ejercicio 2006 las combinaciones de negocios más significativas que se realizaron fueron las siguientes:

- En marzo de 2006 el Grupo incorporó, a través de Gas Natural, el 30,8% del capital social de la sociedad Petroleum Oil&Gas España, S.A., sociedad dedicada a la exploración de hidrocarburos. El coste de esta adquisición ascendió a 13 millones de euros.
- En marzo del 2006 se adquirió el 49% de Termobarrancas que no pertenecía al Grupo Repsol YPF, sociedad venezolana dedicada a la generación eléctrica por importe de 5 millones de euros.
- En junio del 2006 se adquirió el 10% de West Siberian Resources LTD, sociedad rusa dedicada al aprovisionamiento y logística de gas por importe de 73 millones de euros. Esta sociedad se consolida por el método de puesta en equivalencia.

(32) **INCENTIVOS A MEDIO Y LARGO PLAZO**

Desde el año 2000 la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (denominada anteriormente Comité de Selección y Retribuciones) del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. ha venido implantando un programa de fidelización dirigido inicialmente a directivos (ver nota 34) y ampliable a otras personas con responsabilidad en el Grupo. Este programa consiste en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo, como parte del sistema retributivo. Con ello, se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas, al propio tiempo que se favorece

la continuidad en el Grupo del personal más destacado en un contexto de mercado laboral cada vez más competitivo.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los planes de incentivos 2004-2007, 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2004-2007) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2007 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2008.

Los cuatro programas de este tipo vigentes (2004-2007, 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010), 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 plan 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 el primer caso (incentivo 2004-2007), el incentivo plurianual, consiste en una cantidad referenciada a la retribución fija del año de concesión, a la que se aplica un coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos.

En los otros tres casos (incentivos 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010), 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 al desempeño del beneficiario a lo largo del período contemplado en el programa.

Ninguno de los cuatro planes implica para ninguno de sus beneficiarios ni entrega de acciones, ni de 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 2007 y 2006 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 11 y 4 millones de euros, respectivamente (cantidades que incluyen los importes relativos a los miembros del Consejo de Administración y al personal directivo descritos en la nota 34). A 31 de diciembre de 2007 y 2006, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 27 y 28 millones de euros, respectivamente,

para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

(33) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

33.1) Accionistas significativos de la sociedad

Los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF según la última información disponible son:

- Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación total de 20,01%
- Critería Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación total directa e indirecta del 14,29% en Repsol YPF.
- Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 4,90 %, a través de sus filiales Repcon Lux, S.A. y Pemex Internacional España, S.A.

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado, incluyendo las transacciones con sus accionistas significativos realizadas en el ejercicio 2007 que se detallan a continuación:

a) Sacyr Vallehermoso S.A. y las sociedades de su grupo:

- Las compras de productos a las compañías del Grupo Sacyr han ascendido a 3 millones de euros.
- Las ventas de productos a las compañías del Grupo Sacyr han ascendido a 28 millones de euros.
- Las operaciones de contratos de arrendamientos operativos han ascendido a 8 millones de euros.
- Las operaciones de recepción de servicios han ascendido a 2 millones de euros.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 144 millones de euros; asimismo, se han abonando 4 millones de euros en concepto de prima de asistencia a la Junta General de Accionistas.
- Los importes en concepto de indemnizaciones por desplazamiento de red han ascendido a 2 millones de euros.
- Por otros conceptos 1 millón de euros.

b) Critería Caixa Corp. S. A. y las sociedades de su Grupo:

- Las operaciones de prestación de servicios han ascendido a 2 millones de euros.
- El coste anual de las operaciones de renting ha ascendido a 4 millones de euros.
- Tiene contratados préstamos por importe de 51 millones de euros y pólizas de crédito por 640 millones de euros. Por estos conceptos, Repsol YPF ha incurrido en unos gastos financieros de 12 millones de euros.
- Las operaciones de cobertura de tipo de interés suponen 1.033 millones de euros, y las de cobertura de tipo de cambio a 932 millones de euros.
- Los gastos registrados por comisiones bancarias han ascendido a 12 millones de euros.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras medias en el período han ascendido a 429 millones de euros, que han generado unos ingresos financieros de 24 millones de euros.
- La póliza de avales ha presentado un coste de 1 millón de euros. El límite de dicha póliza asciende a 189 millones de euros.
- A 31 diciembre de 2007, “La Caixa” tenía emitidas 196.684 tarjetas Visa Repsol y 749 tarjetas corporativas, utilizadas por empleados del Grupo Repsol YPF.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 255 millones de euros; asimismo, se han abonado 3 millones de euros en concepto de prima de asistencia a la Junta General de Accionistas.
- Las aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida han ascendido a 11 millones de euros.
- Por otros servicios con el Grupo La Caixa los importes son menores de un millón de euros.

c) Petróleos Mexicanos y las sociedades de su Grupo.

- El Grupo, ha registrado operaciones de compras de productos de las compañías del Grupo Pemex por importe de 2.156 millones de euros.
- Las ventas de productos a las compañías del Grupo Pemex han ascendido a 223 millones de euros.
- Los ingresos registrados por prestación de servicios han ascendido a 100 millones de euros.
- Las tarifas pagadas como acceso a red, suponen 6 millones de euros.
- Los intereses abonados de inversiones financieras temporales han

ascendido a 4 millones de euros.

- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 36 millones de euros; asimismo, se han abonado 1 millones de euros en concepto de prima de asistencia a la Junta General de Accionistas.
- Otros ingresos de explotación suponen un importe menor de un millón de euros.

33.2) Operaciones con sociedades del Grupo Repsol YPF

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 3.20 de políticas contables.

En el proceso de consolidación se han eliminado todos los saldos, transacciones y resultados significativos entre sociedades consolidadas por integración global. Las operaciones no eliminadas en el proceso de consolidación corresponden a los créditos, débitos, ingresos, gastos y resultados por transacciones con compañías consolidadas por integración proporcional en la proporción no poseída por el Grupo en el capital de aquéllas y por transacciones con sociedades integradas por puesta en equivalencia. En este sentido, el importe de los saldos y transacciones no eliminados en proceso de consolidación no es significativo.

Adicionalmente, sociedades del Grupo Repsol YPF han otorgado garantías por las operaciones de sociedades de su Grupo cuyos riesgos no han quedado reflejados en el balance a través del proceso de consolidación, por los importes y conceptos detallados en la nota 37.

33.3) Operaciones con administradores y directivos del Grupo Repsol YPF

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con los administradores y directivos del Grupo en el ejercicio 2007 se detallan en la nota 34 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo.

(34) **INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN**

Y PERSONAL DIRECTIVO

34.1) 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 4,511 millones de euros, lo cual representa un 0,141% del beneficio 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 detrída 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 devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2007 y 2006, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2007	2006
Consejo de Administración	165.661	159.289
Comisión Delegada	165.661	159.289
Comisión de Auditoría y Control	82.830	49.778
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social	41.415	39.822
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	41.415	39.822

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,538 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Luis Suárez de Lezo	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Antonio Hernández-Gil	165.661	165.661	-	41.415	-	372.737
Ricardo Fornesa (1)	13.805	13.805	-	-	-	27.610
Carmelo de las Morenas	165.661	-	82.830	-	-	248.491
Jorge Mercader (4)	151.856	151.856	-	-	37.964	341.676
Henri Philippe Reichstul	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Paulina Beato	165.661	-	82.830	-	-	248.491
Javier Echenique	165.661	165.661	82.830	-	-	414.152
Artur Carulla (6)	165.661	-	34.513	41.415	-	241.589
Luis del Rivero	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Juan Abelló	165.661	-	-	-	41.415	207.076
Pemex Intern. España	165.661	165.661	-	-	41.415	372.737
José Manuel Loureda (2)	165.661	-	-	-	41.415	207.076
Manuel Raventós (2) (4)	151.856	-	-	37.964	-	189.820
Luis Carlos Croissier (3)	110.440	-	-	-	24.159	134.599
Isidro Fainé (5)	13.805	13.805	-	-	-	27.610
Juan María Nin (5)	13.805	-	-	3.451	3.451	20.707
Ángel Duráñez (3)	110.440	-	48.318	-	-	158.758

- (1) Renuncia en el Consejo de Administración del 31 de enero de 2007.
- (2) Nombramiento en el Consejo de Administración del 31 de enero de 2007.
- (3) Nombramiento en la Junta General de Accionistas celebrada el 9 de mayo de 2007.
- (4) Renuncia en el Consejo de Administración del 19 de diciembre de 2007.
- (5) Nombramiento en el Consejo de Administración del 19 de diciembre de 2007.
- (6) Causó baja en la Comisión de Auditoría y Control el 30 de mayo de 2007

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 el caso del Presidente Ejecutivo, con el que rigen los compromisos previstos en su contrato mercantil de prestación de servicios, que contempla un sistema de aportación definida, y del Secretario General con el que se tienen contraídas las propias del colectivo de personal directivo.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria, fija y variable, y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2007 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han tenido relaciones de tipo laboral o desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, han ascendido a un total de 3,476 millones de euros, correspondiendo 2,278 a D. Antonio Brufau y 1,198 a D. Luís Suárez de Lezo. 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 devengadas en el ejercicio 2007 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 0,373 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	74.417	265.650	-	340.067
Luis Suarez de Lezo	-	-	33.340	33.340

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 2007 a 2,554 millones de euros. Corresponden 2,313 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,241 millones de euros a D. Luís Suárez de Lezo.

f) Incentivos

En el ejercicio 2007 se han dotado provisiones que ascienden a un total de 0,197 millones de euros en relación con los planes de incentivos vigentes, descritos en la nota 32, de los que es beneficiario D. LuíS Suárez de Lezo.

D. Antonio Brufau no es beneficiario de ninguno de los planes de incentivos vigentes a la fecha, descritos en la mencionada nota.

34.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2007, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

34.3) Operaciones con los Administradores

A continuación se informa de las operaciones realizadas con los Administradores, de conformidad con lo establecido en la Ley 26/2003 de 17 de julio, por la que se modifican la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas.

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 el apartado 1 de la nota 33 (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 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, ni han realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o

complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

34.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

La información incluida en esta nota corresponde a las 10 personas que forman o han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2007, 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).

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 2007, la retribución total percibida por el personal directivo que forma o ha formado parte del Comité de Dirección, durante su período de pertenencia al mismo, asciende a un total de 11,659 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

<u>Concepto</u>	<u>Millones de Euros</u>
Sueldo	6,4
Dietas	0,4
Remuneración Variable	3,3
Remuneración en Especie	1,6

c) Incentivos

En el ejercicio 2007 y, en relación con el personal directivo, se han dotado provisiones que ascienden a un total de 1,514 millones de euros en relación con los cuatro planes de incentivos vigentes (2004-2007, 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010).

d) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2007, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,315 millones de euros.

e) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2007 en relación con los planes de aportación definida de modalidad mixta adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 16 en nota 3), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,368 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.

f) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2007, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,174 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 3,5 % durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

34.5) Indemnizaciones al personal directivo

En 2007, la indemnización percibida, por todos los conceptos, por el personal directivo que ha causado baja en la Compañía, ha ascendido a 10,926 millones de euros.

34.6) 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 de la Alta Dirección 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 para pensiones 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 de la Alta Dirección, incluido el Consejero Secretario General.

(35) PLANTILLA

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2007 fue de 36.700 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 37.565 trabajadores. La siguiente tabla muestra la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2007 y 2006:

	Número de personas			
	2007		2006	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	292	25	284	24
Jefes Técnicos	2.024	385	1.840	331
Técnicos	11.563	3.350	11.474	3.151
Administrativos	884	1.426	910	1.599
Operarios y subalternos	12.825	3.926	13.273	4.045
	<u>27.588</u>	<u>9.112</u>	<u>27.781</u>	<u>9.150</u>

(36) CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO OPERATIVO

36.1) En los que el Grupo figura como arrendatario

Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de

2007 y 2006, ascienden a 290 y 343 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2007, el Grupo tiene los siguientes compromisos de pago a largo plazo en relación con los arrendamientos operativos no cancelables en los que el Grupo figura como arrendatario:

	Millones de euros						Total
	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	Siguientes	
Transporte marítimo - Time charter (1)	104	68	58	45	43	280	598
Arrendamientos (2)	116	133	117	101	94	804	1.365
	220	201	175	146	137	1.084	1.963

(1) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de “time charter” de 23 buques tanque (6 de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2008 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 82 millones de euros para el ejercicio 2008. Adicionalmente incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques en régimen de arrendamiento financiero por importe de 22 millones de euros, con vencimiento entre 2024 y 2032.

(2) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 631 millones de euros.

36.2) En los que el Grupo figura como arrendador:

A 31 de diciembre de 2007, el Grupo tiene derecho a recibir los importes comprometidos a largo plazo, que se relacionan a continuación, en relación con los contratos de arrendamiento en los que figura como arrendador:

	Millones de euros						Total
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	
Arrendamientos (1)	68	19	20	14	20	195	336
	68	19	20	14	20	195	336

(1) Corresponde fundamentalmente activos de fibra óptica, por importe de 221 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 39 millones de euros.

(37) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS

Garantías

A 31 de diciembre de 2007 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):

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 18 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por las actividades de financiación de EniRepSa Gas Limited, en la que el Grupo participa en un 30%, por importe de 12 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 32 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 hasta, 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.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2007 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Millones de euros							
Compra	2008	2009	2010	2011	2012	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	3.946	2.548	2.153	2.313	2.636	30.634	44.230
Crudo y otros	1.967	861	505	272	232	576	4.413
Gas natural	1.979	1.687	1.648	2.041	2.404	30.058	39.817 ⁽¹⁾
Compromisos de inversión	549	363	52	0	0	0	964
Compromisos de transporte	89	102	224	267	300	5.424	6.406 ⁽²⁾
Prestación de servicios	1.651	1.301	1.178	336	241	2.228	6.935
TOTAL	6.235	4.314	3.607	2.916	3.177	38.286	58.535

Venta	2008	2009	2010	2011	2012	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	4.037	3.213	2.401	2.199	2.795	20.347	34.992
Crudo y otros	2.071	1.610	943	814	707	1.541	7.686
Gas natural	1.966	1.603	1.458	1.385	2.088	18.806	27.306 ⁽³⁾
Compromisos de transporte	18	12	13	12	13	56	124
Prestación de servicios	191	277	181	220	194	1.948	3.011
TOTAL	4.246	3.502	2.595	2.431	3.002	22.351	38.127

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) 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 18.352 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 5.747 millones de euros y en Perú por importe de 15.594 millones de euros. Esta última operación está garantizada hasta un importe máximo de 600 millones de dólares.
- (2) Este importe recoge compromisos de transporte a largo plazo adquiridos por el Grupo Repsol YPF fundamentalmente en EE.UU. por importe de 2.617 millones de euros, en Canadá por importe de 835 y en Argentina por importe de 422. Adicionalmente incluye 1.698 millones de euros por la entrega futura de 4 buques para el transporte de GNL en Perú.
- Incluye 562 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.
- (3) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Argentina por importe de 8.218 millones de euros, en España por importe de 3.107 millones de euros, en Méjico por

importe de 10.938 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 por importe de 1.740 millones de euros.

Contingencias

La dirección de la sociedad considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles o administrativos en los que se halla incurso la Sociedad, las empresas de su Grupo o quienes ostentan cargos de administración o dirección, éstos últimos, en la medida en que pueda verse afectada la Sociedad o su Grupo, que por su cuantía puedan afectar de forma significativa a las cuentas anuales consolidadas y/o a la posición o rentabilidad financiera del Grupo.

No obstante, adicionalmente a lo comentado en la nota 25, las situaciones litigiosas más relevantes que afectan al Grupo Repsol YPF son las siguientes:

Estados Unidos de América

Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) perteneciente a Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”) mantiene ciertas obligaciones de reparación medioambiental. Occidental adquirió ese negocio químico en 1986 a Diamond Shamrock Corporation (denominada posteriormente Maxus Energy Corporation), contemplándose en dicha venta ciertas cláusulas de indemnidad que han venido afectando a Maxus Energy Corp. (sociedad posteriormente adquirida por YPF, S.A. en 1995 antes de que ésta fuese adquirida por REPSOL YPF) La sociedad Tierra Solutions Inc. (Tierra), filial de la sociedad norteamericana YPF HOLDINGS, ha asumido las actuaciones de Maxus en materia medioambiental.

Las principales situaciones litigiosas son las siguientes:

- *Newark, New Jersey.* En 1990 fue emitido un acuerdo homologado por el Tribunal de Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América, el cual requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de remediación ha sido completado y fue pagado por Tierra. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento.-
- *Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey:* Maxus, actuando en representación de Occidental, ha negociado un acuerdo con la Agencia de Protección Medioambiental de los

Estados Unidos de América (“Environmental Protection Agency” - EPA), conforme al cual Tierra ha realizado ulteriores pruebas y estudios para caracterizar sedimentos contaminados y biota en una porción de seis millas del río Passaic, próximo a una antigua planta de “Chemicals” en Newark. Además, en un esfuerzo conjunto federal, estatal, local y del sector privado denominado Lower Passaic River Restoration Project (PRRP), EPA y otras agencias están prestando atención al último tramo de diecisiete millas del río Passaic, (porción que incluye las seis millas anteriormente ya estudiadas). Tierra y otras entidades (desde septiembre de 2007), han acordado participar conjuntamente en una investigación de remediación y estudio de viabilidad (RIFS) en relación con PRRP. Las entidades que acordaron financiar el RIFS han negociado acuerdos de responsabilidad entre ellas mismas basadas en ciertas consideraciones.

En junio del 2007, EPA publicó el borrador del Focused Feasibility Study (FFS) que destaca diversas alternativas para la remediación en las últimas ocho millas del Río Passaic. Tales alternativas abarcan desde la no actuación, lo que comparativamente resultaría en un coste bajo, hasta el amplio dragado y posterior recubrimiento (lo que de acuerdo con dicho borrador tendría un coste estimado entre 900 millones y 2.300 millones de dólares) y descritas por EPA como alternativas que incorporan tecnologías probadas que podrían ser realizadas en un futuro próximo, sin necesidad de mayor investigación. Tierra, junto con otras partes integradas en PRRP, presentaron comentarios al borrador FFS de EPA.

En agosto del 2007, National Oceanic Atmospheric Administration (“NOAA”), como uno de los Federal Natural Resources Trustees, envió una carta a las partes del grupo PRRP, incluyendo Tierra y Occidental, pidiendo al grupo que participaran en un acuerdo para llevar a cabo una evaluación cooperativa de los daños medioambientales en el río Passaic y la Bahía de Newark. El grupo PRRP ha respondido a través de su asesor solicitando conversaciones para posponer dicho acuerdo hasta el año 2008, debido en parte a las propuestas del FFS aún pendientes por parte de EPA. Tierra continuará participando en el grupo PRRP con relación con este asunto.

La contingencia del Río *Passaic/Bahía de Newark*, ha dado lugar hasta la fecha a dos procedimientos judiciales:

- En diciembre de 2005, DEP y “the New Jersey Spill Compensation Fund” demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y varias filiales, además de Occidental, en relación con la supuesta contaminación por dióxidos proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark, del último tramo de diecisiete millas del río Passaic, de la Bahía de

Newark, otras corrientes de agua y áreas cercanas. Los demandados han respondido a dichas alegaciones.

- *La demanda de New Jersey.* En diciembre de 2005 el Departamento de Protección Ambiental de New Jersey y el Fondo de Indemnizaciones por Derrames de New Jersey iniciaron una demanda ante un Tribunal de New Jersey contra Occidental Chemical Corporation, Tierra, Maxus, Repsol YPF, YPF, YPF Holdings y CLH Holdings. Los demandantes están reclamando para obtener la reparación de los daños ambientales, incluyendo los costos y los honorarios asociados con el proceso, que se basa en presuntas violaciones de la Ley de Control e Indemnización por Derrames y de la Ley de Control de Contaminación del Agua en una planta presuntamente operada por las demandadas y ubicadas en Newark, New Jersey, y que presuntamente afectan al Río Passaic y la Bahía Newark. Se ha presentado escrito solicitando se desestime la acción.

- *Condado de Hudson, New Jersey.* Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Según el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey (“DEP”), los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos. Como resultado de las negociaciones con el DEP, en la actualidad se están llevando a cabo diversos estudios sobre el nivel de cromo en el suelo y trabajos de remediación que no han finalizado. El DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo final de remediación es aún incierto, pudiendo incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, la respuesta del DEP a los informes de Tierra y de nuevos descubrimientos.

- *Acción Legal.* En 1998, una subsidiaria de Occidental entabló un juicio en un tribunal del Estado de Ohio para obtener una declaración de los derechos de las partes con respecto a obligaciones por ciertos costos relacionados con la planta de Chemicals situada en Ashtabula, Ohio, y así como también por otros costos. Las partes han iniciado conversaciones con vistas a obtener un posible acuerdo. Adicionalmente, en 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en la Corte del Distrito de Dallas del Estado de Texas a efectos de obtener una declaración de la corte que obligue a Maxus y a Tierra a participar en la defensa e indemnización que correspondiera a Occidental. En diciembre de 2006, la corte ha definido la obligación correspondiente a Maxus en un importe aproximado de 15 millones de dólares (10 millones de euros). La sentencia dictada en este caso, se encuentra recurrida.

A 31 de diciembre de 2007 el Grupo Repsol YPF, a través de YPF Holdings Inc., había

establecido provisiones por un importe aproximado de 106 millones de dólares (72 millones de euros) para cubrir todas las contingencias relevantes relacionadas con las responsabilidades medioambientales mencionadas en los párrafos anteriores. No obstante, cambios en las circunstancias actuales, incluyendo la determinación de daños al medioambiente, podrían incrementar en el futuro tales responsabilidades.

- Acciones de “Class Action”. Revisión de reservas. Como consecuencia de la reducción del 25% de las reservas probadas comunicadas por Repsol YPF el día 26 de enero de 2006, se interpusieron dos “class actions” por las que se solicitaba una indemnización por los daños y perjuicios que se pudieran haber causado. Actualmente se ha firmado un acuerdo de Liquidación por un importe de 8 millones de dólares (5 millones de euros) que ha sido aprobado preliminarmente por la Southern District Court of New York.

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 de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnización. Hasta el 31 de diciembre de 2007, todos los reclamos relacionados con la sociedad predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional Argentino.

- *Mercado del gas licuado de petróleo.* La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”) ha iniciado un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada por el período comprendido entre 1993 y 1997 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 imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. Con fecha 20 de enero de 2004, YPF presentó el descargo correspondiente. En marzo de 2006 la CNDC notificó a YPF de la apertura a prueba del sumario. Durante el mes de agosto de 2007 se celebraron las audiencias testimoniales de los testigos propuestos por YPF.

- *Mercado de gas natural.* En el ámbito de la exportación, como consecuencia de las Restricciones (ver nota 1 “Argentina – Regulación del Mercado”) durante los años 2004, 2005, 2006 y 2007, YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene 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 caso fortuito o fuerza mayor que libera a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Cientes de YPF han rechazado por carta 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. Adicionalmente Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han procedido a liquidar la penalidad por no entrega hasta el mes de noviembre del 2006 por un importe de 41 millones de dólares (28 millones de euros) y desde diciembre de 2006 hasta septiembre de 2007, por un importe de 52 millones de dólares (35 millones de euros). YPF ha rechazado tales liquidaciones. Asimismo Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el comienzo formal del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Si bien dicho plazo se encuentra vencido, a la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.

Por su parte, Innergy Soluciones Energéticas S.A. (“Innergy”) ha notificado a YPF el inicio de una demanda arbitral. YPF ha contestado la demanda arbitral formulando reconvección y han acordado suspender el arbitraje hasta el 31 de marzo de 2008 (inclusive) para posibilitar negociaciones. Los daños y perjuicios reclamados por Innergy ascienden a la suma de 88 millones de dólares (60 millones de euros) más intereses de acuerdo a la liquidación presentada por Innergy en su informe de septiembre de 2007, importe que podrá verse incrementado por la facturación de penalidades recibidas por períodos posteriores a agosto de 2007. El arbitraje se encuentra suspendido hasta el 31 de marzo de 2008.

En el mercado local argentino, si bien YPF y Central Puerto S.A. han llegado a un acuerdo de terminación y resolución de las disputas del contrato de suministro de gas natural a la Central Loma La Lata, Central Puerto S.A. ha notificado a YPF su decisión de

someter a arbitraje las controversias relacionadas con el suministro de gas natural a su ciclo combinado ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. YPF ha presentado demanda reconvenzional contra la actora en la cual se reclama, entre otros, que el tribunal dé por terminado el contrato o en su defecto que se proceda a su recomposición. La demanda reconvenzional ha sido contestada por Central Puerto en diciembre de 2007. En febrero de 2008 se celebró una audiencia ante los miembros del tribunal arbitral, en cuyo marco se suscribió el Acta de Misión en la que se han suscitado diversas cuestiones sobre la cuantía, no cerradas en la actualidad. Con fecha 12 de marzo de 2008 las partes acordaron suspender los plazos procesales por 30 días.

La Sociedad 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 manifestó que las entregas a Mega de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por la interferencia del Estado Nacional. YPF no tendría responsabilidad alguna por tales deficiencias basándose en las instituciones del caso fortuito, fuerza mayor, y frustración del fin contractual. Dada la naturaleza de la reclamación y que la Sociedad cuenta con materiales argumentos de defensa, la misma se califica como posible.

- *Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.* En relación con ciertos contratos de exportación de gas natural desde la cuenca noroeste argentina, la Sociedad ha presentado ante la Secretaría de Energía de la Nación la acreditación de reservas de gas natural en dicha cuenca en cumplimiento de lo previsto en las respectivas autorizaciones de exportación. En caso de que la Secretaría de Energía considere que las reservas son insuficientes, la misma podría decretar la caducidad o suspensión total o parcial de uno y/o varios de los permisos de exportación. Por medio de la Nota SE N° 1.009/2006, la Secretaría de Energía limitó preventivamente en un 20% los volúmenes de gas natural exportables conforme la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 167/1997 (es decir, que se mantiene vigente el 80% de las cantidades máximas exportables).

- El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 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 N° 167/97 (la "Autorización de Exportación"). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y GasAtacama 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.

- *Reclamos Ambientales en La Plata.* En relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y al ambiente, 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 ambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación ambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería. Durante 2006, YPF ha efectuado una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propone efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada, el cual a la fecha no ha sido concluido. Tal como se ha mencionado anteriormente, 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.

- *Arbitrajes internacionales:* En marzo de 2001 EDF Internacional S.A. inició contra YPF un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en el que reclama contra YPF en relación con el contrato de compraventa de acciones de EASA y de EDENOR, sosteniendo que en su opinión el contrato permite que el precio pagado por EDF Internacional sea sometido a revisión, al producirse la desvinculación del tipo de cambio oficial del peso argentino con el dólar estadounidense hasta el 31 de diciembre de 2001.

En relación con el arbitraje seguido por Endesa e YPF en relación con el supuesto incumplimiento de una cláusula de ampliación de la cantidad de gas natural a entregar, dispuesta por el contrato de exportación firmado en junio de 2000, las partes llegaron a un acuerdo de enmienda del contrato de exportación (la “Enmienda”) en virtud de la cual terminaron el arbitraje. Como resultado de la Enmienda, YPF pagó a ENDESA un importe de 8 millones de dólares por la terminación del arbitraje y la renuncia por parte de ENDESA a reclamaciones por el pasado. Asimismo, se ajustaron los importes máximos indemnizatorios semestrales que YPF deba eventualmente pagar por

deficiencias en el suministro de gas natural conforme el contrato de provisión de gas natural modificado por la Enmienda.

- *Controversia sobre la libre disponibilidad de divisas* en relación con las provenientes de las exportaciones realizadas por YPF durante el año 2002, como consecuencia del régimen cambiario establecido por el Decreto 1.606/2001 que, según ciertas interpretaciones, habría derogado implícitamente el régimen especial de libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados consagrado en el artículo 5 del Decreto 1.589/89. Este último establecía la libre disponibilidad del porcentaje de divisas provenientes de las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder del 70% de cada operación.

Posteriormente al Decreto 1.606/2001, el Decreto N° 2.703/2002, que entró en vigor el 31 de diciembre de 2002, estipula que los productores de petróleo crudo, gas natural y gases licuados deberán ingresar como mínimo el 30% de las divisas provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o de sus derivados, gozando de la libre disponibilidad del porcentaje restante. Esta norma deja subsistente la cuestión del régimen cambiario aplicable en relación con las divisas provenientes de exportaciones realizadas en el año 2002 entre el Decreto 1.606/2001 y el Decreto N° 2.703/2002.

En octubre de 2007 ha sido notificada la incoación de un procedimiento administrativo sumario por supuesto retraso en la repatriación divisas y en la falta de repatriación del restante 70% en relación con determinadas exportaciones de hidrocarburos realizadas durante el año 2002 (durante el período comprendido entre la publicación de los citados Decretos).

- *Asociación Superficiarios de la Patagonia (“ASSUPA”)*. En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a remediar el daño ambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños ambientales en el futuro. Se ha solicitado por las demandadas que se tenga a ASSUPA por desistido del procedimiento por no haber sido subsanados los defectos de la demanda. YPF va a requerir 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.

- *Reclamos Ambientales en Dock Sud dirigidos por vecinos de la zona contra una pluralidad de demandados entre los que se encuentra YPF S.A.* por daños individuales provocados en la salud de los actores y remediación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño ambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. YPF podría tener 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.

- *Investigaciones de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC).* En noviembre de 2003 y dentro del marco de una investigación oficial, la CNDC solicitó a un grupo de casi treinta (30) empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con los siguientes puntos: (i) 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 expirado 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 costo de adquisición; y (b) los frustrados intentos 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 ha sido 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 violación alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta violatoria de la Ley de Defensa de la Competencia, fue presentado 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.

- *Inclusión de Cláusulas en contrato de suministro de GLP:* La CNDC ha iniciado un procedimiento para investigar el uso por YPF en contratos de suministro de GLP al por mayor -de una cláusula- que la CNDC entiende que impide que los compradores revendan el producto a terceros y por lo tanto, restringe la competencia en detrimento del interés económico general. YPF sostiene que los contratos no contienen una prohibición contra la reventa a terceros y ha ofrecido la pertinente prueba. En abril de 2007 fue presentado a la CNDC, sin reconocer conducta alguna en violación de la Ley de Defensa de la Competencia, un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, de no incluir esas cláusulas en los contratos futuros de suministro de GLP

al por mayor, entre otras cosas, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso, suspenda la investigación y archive la causa.

- *Requerimiento de información por posibles supuestos de sub-inversión en relación con ciertas concesiones de la Provincia de Neuquén* emitidas mediante Notas del Secretario de Energía y Minería de dicha Provincia, bajo apercibimiento de aplicar la caducidad de las concesiones. YPF entiende que ha cumplido con las inversiones comprometidas en el Programa de Inversiones y Operación para las Áreas en que participa u opera y que se demuestra una ejecución anticipada en el segundo tramo correspondiente a inversiones comprometidas hasta 31 de diciembre de 2011. La sociedad cuenta con argumentos de defensa por lo que considera remota la posibilidad de una evolución negativa en esta cuestión.

Ecuador

Petroecuador, la empresa estatal de hidrocarburos de Ecuador, se ha negado a acatar la decisión vinculante que le era desfavorable, emitida por un consultor técnico, de acuerdo al mecanismo de resolución de disputas establecido en el Contrato de Participación del Bloque 16, respecto de la no pertinencia de un ajuste en el cálculo de la participación debido a la reducción de la tarifa de transporte SOTE, y ha exigido el pago de importes indebidos a la Contratista del Bloque. Como consecuencia de esta controversia, las autoridades del Ecuador, concretamente, la Contraloría General del Estado, intervino en la materia realizando un examen especial a Petroecuador, que afectaba a los mismos conceptos, de la que se ha derivado una liquidación administrativa o glosa por la que Petroecuador reclama por aquel concepto contra de Repsol YPF por 2,5 millones de barriles. La Sociedad entiende que las autoridades están actuando al margen de la vía estipulada en el contrato de participación para este tipo de controversias, tratándose de eludir el cumplimiento de la decisión técnica dirimente dictada en su día, por lo que recurrió la misma ante los tribunales. La Corte Suprema de Justicia, en Septiembre de 2007, ha resuelto negativamente la demanda de Repsol YPF. En febrero de 2008, Petroecuador envió a Repsol YPF una factura por 191 millones de dólares (130 millones de euros) relativa la citada Glosa. El comité operativo del Bloque 16 ha decidido estudiar el inicio de un arbitraje internacional, entendiendo que el reclamo ni procede legalmente ni, de proceder, su cálculo se ajustaría al contrato de participación. La participación de Repsol YPF en el consorcio del Bloque 16 es del 35%.

Argelia

Sonatrach ha iniciado un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando la aceptación de la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamando daños y perjuicios. Repsol YPF y Gas natural se oponen a lo demandado por Sonatrach, considerando ilícita la resolución unilateral de contrato instada por dicha compañía y reclamando los daños y perjuicios provocados a consecuencia de la misma. El tribunal arbitral ha acordado las condiciones del traspaso provisional de las actividades a Sonatrach, dejando pendiente las condiciones económicas a su resolución final. Los activos registrados en el proyecto Gassi Touil a 31 de diciembre de 2007 ascienden a 187 millones de euros.

Trinidad y Tobago

La compañía Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago Unlimited ha desistido del procedimiento arbitral que habría iniciado contra Repsol YPF, S.A.

España

- *Mercado de Asfaltos:* Determinadas sociedades del grupo Repsol YPF han impugnado ante el Tribunal de Primera Instancia, conforme al artículo 81 del Tratado CE, una decisión de la Comisión Europea en relación con un presunto cártel en el mercado de asfaltos. La cuantía del procedimiento se estima en aproximadamente 80 millones de euros.

- *Parafinas:* La Comisión Europea sigue procedimiento administrativo sancionador contra diversas sociedades del grupo Repsol YPF por acuerdos y prácticas concertadas en el mercado de parafinas. Ha sido notificado pliego de cargos y celebrada audiencia en diciembre de 2007.

El Grupo Repsol YPF tiene otros pasivos contingentes relacionados con las obligaciones medioambientales ligadas a su actividad habitual (ver nota 39).

En relación con las contingencias señaladas, los administradores de la sociedad consideran que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos derivados de las mismas.

(38) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2007 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura con derivados para cubrir las siguientes situaciones:

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 2007 y 2006 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 2007 y 2006:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2007

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente (1)	Valor Razonable
1. Derivados de cobertura:	700	52	(12)	(24)	716
1.1 De Valor razonable:	9	51	-	-	60
- de precio de producto	-	49	-	-	49
- de tipo de cambio	-	2	-	-	2
- de tipo de interés	9	-	-	-	9
1.2 De Flujos de efectivo:	14	1	(12)	(10)	(7)
- de precio de producto	1	1	-	(7)	(5)
- de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
- de tipo de interés	13	-	(12)	-	1
1.3 De Inversión neta (2)	677	-	-	(14)	663
2. Otros derivados	-	5	(170)	(11)	(176)
TOTAL	700	57	(182)	(35)	540

(1) Incluye pasivos por valoración a mercado de operaciones financieras por importe de 18 millones de euros y 17 millones de euros por operaciones comerciales.

(2) En el activo no corriente incluye permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés cuya valoración por la parte de tipo de cambio asciende a 31 de diciembre de 2007 a 812 millones de euros, mientras que la valoración correspondiente a la parte de tipo de interés es negativa por importe de (135) millones de euros.

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2006

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente (1)	Valor Razonable
1. Derivados de cobertura:	599	78	(268)	(16)	393
1.1 De Valor razonable:	62	78	(21)	-	119
- de precio de producto	36	78	-	-	114
- de tipo de cambio	-	-	(21)	-	(21)
- de tipo de interés	26	-	-	-	26
1.2 De Flujos de efectivo:	6	-	(247)	(8)	(249)
- de precio de producto	-	-	-	(6)	(6)
- de tipo de cambio	-	-	(5)	-	(5)
- de tipo de interés	6	-	(242)	(2)	(238)
1.3 De Inversión neta (2)	531	-	-	(8)	523
2. Otros derivados	-	14	-	(5)	9
TOTAL	599	92	(268)	(21)	402

(1) Incluye pasivos por valoración a mercado de derivados por operaciones comerciales por importe de 11 millones de euros y 10 millones de euros por operaciones financieras.

(2) En el activo no corriente incluye permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés cuya valoración por la parte de tipo de cambio ascendió a 31 de diciembre de 2006 a 479 millones de euros, mientras que la valoración correspondiente a la parte de tipo de interés ascendió a 52 millones de euros.

38.1) 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 más significativas se detallan a continuación:

Permutas sobre el precio del crudo

Repsol YPF, a través de su participación en YPF, S.A., tiene contratado un “swap” o permuta sobre el precio del crudo con el objeto de cubrir el cambio en el valor corriente de las entregas bajo un contrato de venta anticipada. En virtud de esta permuta de precio, se recibirán precios variables de mercado y se pagarán precios fijos. A 31 de diciembre de 2007 y 2006, aproximadamente 1 y 3 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dicho contrato.

Este swap está definido como cobertura de valor razonable relativa al precio del barril de crudo. El valor razonable de estos instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2007 y 2006 fue de 49 y 114 millones de euros respectivamente, y su vencimiento se producirá en 2008.

El efecto de esta operación en la cuenta de resultados corresponde al importe de la variación del valor razonable del instrumento de cobertura neto de la variación del valor razonable del elemento cubierto, que en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido nulo al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Opciones 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 18).

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 18).

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.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés ha sido de 9 y 26 millones de euros respectivamente, registrados en el activo del balance de situación adjunto.

El efecto en la cuenta de resultados en relación con el instrumento de cobertura, así como con el elemento cubierto, ha ascendido a 17 y 74 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe "Cargas Financieras" al no existir ningún tipo de inefectividad.

Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés para cubrir el valor razonable de las operaciones financieras contratadas. El detalle de dichas operaciones a 31 de diciembre de 2007 y 2006, es el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (MXN)	308	-	-	-	-	-	308	2
Tipo medio a pagar (EUR)	8%	-	-	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor+20,5pb	-	-	-	-	-	-	-

31 diciembre 2006	Vencimientos					Total	Valor Razonable
	2007	2008	2009	2010	2011		
	(millones de euros)						
Variable a Variable							
Importe Contrato/nocional (BRL)	6	25	-	-	-	31	(6)
Tipo medio a pagar (BRL)	103%	103%	-	-	-	-	-
	CDI Libor	CDI Libor					
Tipo medio a cobrar (USD)	+ 2,65%	+ 2,65%	-	-	-	-	-
Variable a Fijo							
Importe Contrato/nocional (BRL)	23	19	18	-	-	61	(14)
Tipo medio a pagar (BRL)	113%	113%	112%	129%	129%	-	-
Tipo medio a cobrar (USD)	US+6,94%	US+7,48%	US+7,61%	US+10,59%	US+10,59%		
Importe Contrato/nocional (BRL)	5	3	-	-	-	8	(1)
Tipo medio a pagar (BRL)	CDI+1,70%	CDI+1,70%	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar (USD)	US+6,29	US+6,00%	-	-	-	-	-

El efecto registrado en la cuenta de resultados en relación con estas permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés en los ejercicios 2007 y 2006 ha ascendido a 6 y 9 millones de euros, respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe “Cargas Financieras” al no existir ningún tipo de ineffectividad.

38.2) 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:

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima

A 31 de diciembre de 2007 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas diversas operaciones de cobertura sobre el precio del gas natural y la electricidad: (i) permutas financieras denominadas en dólares por un importe nominal neto de 27 millones de dólares, y un valor neto razonable negativo de 2 millones de euros, y (ii) permutas financieras denominadas en euros por un importe neto nominal de 45

millones de euros y con un valor razonable neto negativo de 3 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2006 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tenía contratadas operaciones de cobertura sobre el precio del gas natural: (i) permutas financieras denominadas en dólares por importe nominal de 12 millones de dólares, y un valor razonable negativo de 5 millones de euros, y (ii) permutas financieras denominadas en euros por importe de 20 millones de euros y con un valor razonable negativo de 1 millón de euros.

Operaciones sobre tipos de interés

i. Permutas financieras de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,3085	-	1	185	2	5	194	7
Tipo medio a pagar (EUR)	3,32%	3,32%	3,32%	3,40%	3,07%	3,25%	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe Contrato/nocional (MXN)	308,47	-	-	-	-	-	308	-
Tipo medio a pagar (MXN)	9,99%							
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIE 28 días							
Importe Contrato/nocional (USD)	4	4	16	4	4	23	55	(4)
Tipo medio a pagar (USD)	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%		
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m		
Importe Contrato/nocional (USD)	-	-	-	-	-	397	397	(8)
Tipo medio a pagar (USD)						5,27%		
Tipo medio a cobrar (USD)						Libor 3m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	-	750	-	750	5
Tipo medio a pagar (EUR)					4,23%			
Tipo medio a cobrar (EUR)					Euribor 3m			
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	62	-	-	-	-	62	1
Tipo medio a pagar (EUR)		3,67%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 3m						
Importe Contrato/nocional (ARS)	35	-	-	-	-	-	35	-
Tipo medio a pagar (ARS)	11,40%							
Tipo medio a cobrar (ARS)	CER							

31 de diciembre de 2006	Vencimiento						Total	Valor Razonable
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a variable								
Importe Contratado (EUR)	37	-	-	-	-	-	37	1
Tipo medio a pagar	uribor 6m-0,10%							
Tipo medio a recibir	uribor 6m+0,375							
Variable fijo								
Importe del contrato (MXN)	617	308	-	-	-	-	925	(1)
Tipo medio a pagar	7,75	9,99%						
Tipo medio a recibir	THE 28 days	THE 28 days						
Importe del contrato (EUR)	39	-	-	-	-	-	39	(2)
Tipo medio a pagar	5,87%							
Tipo medio a recibir	ribor 6m+0,42bp							
Importe del contrato (EUR)	-	-	-	-	-	674	674	(237)
Tipo medio a pagar						6,75%		
Tipo medio a recibir						Euribor 3m		
Importe del contrato (USD)	3	4	4	16	4	27	58	(3)
Tipo medio a pagar	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%		
Tipo medio a recibir	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m		
Importe del contrato (EUR)	1	1	1	1	185	4	193	5
Tipo medio a pagar	3,83%	3,21%	3,21%	3,21%	3,40%	3,24%		
Tipo medio a recibir	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe del contrato (EUR)	-	-	62	-	-	-	62	-
Tipo medio a pagar			3,67%					
Tipo medio a recibir			Euribor 3m					
Importe del contrato (ARS)	-	35	-	-	-	-	35	(1)
Tipo medio a pagar		11,40%						
Tipo medio a recibir		CER						

ii. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 diciembre de 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Collar								
Importe Contrato/nocional (EUR)	1,54	4,63	1,54	0,93	1,85	3,08	13,57	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,68%	5,01%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,63%	2,91%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
2.) Collar con barreras								
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,31	-	-	-	0,93	-	1,24	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	4,74%	-	-	-	4,74%	-		
Tipo medio a cobrar	Euribor				Euribor			
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	4,74%	-	-	-	4,74%	-		
Tipo medio a cobrar	Euribor				Euribor			

31 diciembre de 2006	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Collar								
Importe Contrato/nocional (EUR)	2	2	5	2	1	4	14	0
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,01%	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,99%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,11%	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,90%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
2.) Collar con barreras								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	0,31	-	-	-	1	1	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar		4,74%				4,74%		
Tipo medio a cobrar		Euribor				Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar		4,74%				4,74%		
Tipo medio a cobrar		Euribor				Euribor		

Operaciones sobre tipos de cambio

○ Contratos a plazo

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. y Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de flujo de caja por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
USD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	199	3	3	3	3	8	219	(3)
Tipo de cambio medio de contrato	1,48	1,27	1,28	1,29	1,30	1,32		

31 diciembre 2006	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes		
	(millones de euros)							
USD/Euro (2)								
Importe Contrato (USD)	350	3	3	3	3	11	373	(5)
Tipo de cambio medio de contrato	1,30	1,26	1,27	1,28	1,29	1,31		

(1) En millones de euros equivalentes

(2) En millones de la primera divisa. Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

- o Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato (USD)	-	18	-	-	-	-	18	-
Tipo medio a pagar(ARS)		14,30%						
Tipo medio a cobrar (ARS)		Libor 6m						

31 diciembre 2006	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato (USD)	-	-	18	-	-	-	18	-
Tipo medio a pagar(ARS)			14,30%					
Tipo medio a cobrar (ARS)			Libor 6m					

Durante el ejercicio 2007 se ha registrado en la "reserva por valoración a mercado" un gasto neto por importe de 20 millones de euros como consecuencia de la valoración a fair value de los instrumentos financieros designados como cobertura de flujos de caja descritos anteriormente. Adicionalmente, se ha traspasado a resultados desde la reserva por valoración a mercado un importe de 23 millones de euros que ha sido registrado como gasto en la cuenta de resultados.

Durante el ejercicio 2006 se registró un ingreso de 54 millones de euros en la reserva por valoración a mercado como consecuencia de la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros descritos anteriormente. Adicionalmente se ha traspasado a resultados desde la reserva por valoración a mercado un importe de 22 millones de euros que ha sido registrado como gasto en la cuenta de resultados a consecuencia del resultado de las operaciones cubiertas.

38.3) 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 en la inversión.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

a) Contratos a plazo

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros, registrado en el pasivo del balance de situación a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
Eur/USD (2)								
Importe Contrato (EUR)	179	-	-	-	-	-	179	-14
Tipo de cambio medio de contrato	1,59							

31 diciembre 2006	Vencimientos					Total	Valor Razonable (1)
	2007	2008	2009	2010	2011		
Eur/USD (2)							
Importe Contrato (EUR)	1.034	-	-	-	-	1.034	-8
Tipo de cambio medio de contrato	1,32						

(1) En millones de euros equivalentes

(2) En millones de la primera divisa. Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

b) Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado como activo en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2007 y 2006, es el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Fijo a Fijo								
Importe Contrato/nocional (Eur)	-	-	1.175,0	-	750,0	2.200,0	4.125,0	677
Tipo medio a pagar (usd)	-	-	7,16%	-	4,97%	5,26%	-	-
Tipo medio a cobrar (eur)	-	-	6%	-	4,22%	4,52%	-	-

31 diciembre 2006	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes		
	(millones de euros)							
Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (Eur)	-	-	-	1.175,0	0,0	1.000,0	2.175,0	540
Tipo medio a pagar (Usd)	-	-	-	7,16%	-	5,22%	-	-
Tipo medio a cobrar (Eur)	-	-	-	6,00%	-	4,63%	-	-

38.4) 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 califican como cobertura contable. Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

- Operaciones sobre el precio del gas natural

A 31 de diciembre de 2005, Empresa Petrolera Andina, S.A. y Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras) tenían suscrito un contrato que establecía un mecanismo de protección contra las variaciones del precio del gas ligado a un contrato de venta de gas a largo plazo. Dicho contrato fue cancelado en el ejercicio 2006, registrándose un resultado positivo por la liquidación del mismo de 298 millones de euros.

- **Permuta financiera sobre tipos de interés**

Durante el año 2007 se ha discontinuado la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nominal 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 “Reserva por valoración a mercado” a 31 de diciembre de 2007 y 2006 asciende a 47 y 51 millones de euros, respectivamente y será amortizada a lo largo de la vida de las acciones preferentes que cubrían. El importe de la reserva de valoración traspasado a resultados en el ejercicio 2007 por este concepto ha ascendido a un gasto de 4 millones de euros. Estas operaciones tenían un valor razonable negativo a 31 de diciembre de 2007 y 2006 de 170 y 237 millones de euros, respectivamente.

- **Otros contratos a plazo**

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de cambio. El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el activo del balance de situación a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

31 diciembre 2007	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
	(millones de euros)							
Euro/USD								
Importe Contrato (EUR)	625	-	-	-	-	-	625	2
Tipo de cambio medio de contrato	1,47	-	-	-	-	-		
USD/Euro								
Importe Contrato (USD)	213	-	-	-	-	-	213	(3)
Tipo de cambio medio de contrato	1,44	-	-	-	-	-		
Euro/BRL								
Importe contrato (BRL)	11	-	-	-	-	-	11	0
Tipo cambio medio de contrato	3,00	-	-	-	-	-		

31 diciembre 2006	Vencimientos						Valor	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Razonable (1)
USD/Euro (2)								
Importe Contrato	222	-	-	-	-	-	222	1
Tipo de cambio medio de contrato	1,3	-	-	-	-	-		
Euro/USD (2)								
Importe Contrato	1.765,0	-	-	-	-	-	1.765,0	3
Tipo de cambio medio de contrato	1,32	-	-	-	-	-		
GBP/USD (2)								
Importe Contrato	0,9	-	-	-	-	-	0,9	-
Tipo de cambio medio de contrato	1,96	-	-	-	-	-		

(1) En millones de euros

(2) En millones de la primera moneda. Repsol YPF compra la primera moneda y vende la segunda.

- 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, básicamente futuros y swaps.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

31 diciembre 2007	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos						Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
Contratos de compra									
WTI	422	422	-	-	-	-	-	422	2
NYMEX HHO	37	37	-	-	-	-	-	37	-
IPE GO (*)	32	32	-	-	-	-	-	32	-
RBOB	186	186	-	-	-	-	-	186	1
Contratos de venta									
WTI	441	441	-	-	-	-	-	441	(2)
IPE GO (*)	47	47	-	-	-	-	-	47	(1)
RBOB	258	258	-	-	-	-	-	258	(1)
Swaps									
WTI	3.605	3.605	-	-	-	-	-	3.605	(10)
Brent	5.695	5.695	-	-	-	-	-	5.695	4
GO (*)	6	6	-	-	-	-	-	6	-
Propano (*)	8	8	-	-	-	-	-	8	-
Premium Unleaded (*)	3	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil (*)	112	-	22	23	22	23	22	112	-
Nafta (*)	79	79	-	-	-	-	-	79	2

(*) En miles de toneladas

A 31 de diciembre, 2006	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos						Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	Ej. Posteriores		
Contratos de compra									
Corto plazo:									
WTI	653	653	-	-	-	-	-	653	(1)
IPE GO(*)	17	17	-	-	-	-	-	17	-
RBOB	375	375	-	-	-	-	-	375	-
Contratos de venta									
Corto plazo:									
WTI	2.927	2.927	-	-	-	-	-	2.927	2
Brent	234	234	-	-	-	-	-	234	-
NYMEX HHO	189	189	-	-	-	-	-	189	1
IPE GO (*)	73	73	-	-	-	-	-	73	1
RBOB	253	253	-	-	-	-	-	253	-
Swaps									
Corto plazo:									
WTI	2.735	2.735	-	-	-	-	-	2.735	2
Brent	6.756	6.756	-	-	-	-	-	6.756	2
HHO (*)	41	41	-	-	-	-	-	41	1
GO (*)	36	36	-	-	-	-	-	36	-
Jet (*)	10	10	-	-	-	-	-	10	1
Fuel Oil (*)	4	4	-	-	-	-	-	4	-
Nafta (*)	144	144	-	-	-	-	-	144	(4)

(*) En miles de toneladas

En los ejercicios 2007 y 2006 se han registrado 50 y 46 millones de euros, respectivamente correspondientes a la valoración a mercado de las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2007 y 2006 descritas en la tabla anterior, así como por las liquidaciones efectuadas en el ejercicio de estas operaciones con derivados sobre productos.

(39) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

El Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF incluye una metodología de identificación de los aspectos relevantes que permite elaborar anualmente planes de actuación medioambientales que forman parte de la planificación estratégica general del Grupo. En ellos se incluyen las acciones necesarias para dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivados de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplarán 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.

39.1) Activos Ambientales

A 31 de diciembre de 2007, el coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros		
	Coste	Amortización	Neto
		Acumulada	
Atmósfera	361	(185)	176
Agua	591	(344)	247
Calidad de productos	1.302	(546)	756
Suelos	144	(26)	118
Ahorro y eficiencia energética	169	(118)	51
Residuos	27	(9)	18
Otros	547	(296)	251
	<u>3.141</u>	<u>(1.524)</u>	<u>1.617</u>

El coste incluye 290 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2007 destacan, como en años anteriores, las requeridas para alcanzar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos exigida en la nueva normativa española y argentina, por un total de 43 millones de euros. Como proyectos singulares en este ámbito cabe mencionar la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con una inversión ambiental de 7,6 millones de euros.

También han sido significativas las inversiones destinadas a controlar, reducir y/o evitar emisiones contaminantes, destacando entre otras, las destinadas a la protección atmosférica, del medio hídrico y del suelo y las aguas subterráneas. Entre estas cabe señalar, la continuación de los proyectos de construcción de la planta de tratamiento de sosas gastadas en la refinería, y de desarrollo de la planta de OHP (Oxidación por Hidroperóxido) para el tratamiento de efluentes en el complejo petroquímico ambas en Tarragona (España) con una inversión de 7 y 9 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

39.2) 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, y que figuran registrados en el epígrafe “Otras provisiones”.

El movimiento de las provisiones por actuaciones ambientales en el ejercicio 2007 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Saldo a 1 de enero de 2007	257
Dotaciones con cargo a resultados	90
Aplicaciones con abono a resultados	(6)
Cancelación por pago	(62)
Reclasificaciones y otros movimientos	(101)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	<u>178</u>

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” cuyo saldo a 31 de diciembre de 2007 asciende a 698 millones de euros (ver nota 20).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2007 de las provisiones ambientales hay que destacar 73 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 37).

Las pólizas de seguros corporativas cubren las responsabilidades civiles por contaminación derivadas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria.

39.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2007 han ascendido a 128 millones de euros y figuran registrados bajo el epígrafe “Consumos” y “otros gastos”.

Estos gastos incluyen las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la remediación de suelos y aguas subterráneas, la gestión de los residuos y la gestión del agua por importes de 36, 29, 28 y 19 millones de euros, respectivamente.

39.4) 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 energías renovables, la ley 26093 en Argentina, la Resolución SE 785/2005 en Argentina, la

modificación de la Directiva Europea 96/61/CE sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC), así como la aplicación de la Ley 26/2007 sobre responsabilidad ambiental y el futuro reglamento que lo desarrolla y la ley 34/2007 de calidad del aire, recientemente aprobada en España.

En el ámbito del cambio climático, durante 2008 se ha producido la publicación de los Planes Nacionales de Asignación (PNAs) para el período 2008-2012 una vez aprobados por la Comisión Europea. Asimismo, las asignaciones definitivas para el período 2008-2012 para las instalaciones de Repsol YPF incluidas en el sistema europeo de comercio de emisiones a través de la Directiva 87/2003 se aprobaron en el caso del PNA español mediante el Real Decreto 1030/2007 y el mediante el Despacho 2836/2008 en el caso del PNA portugués.

Por otro lado, en enero de 2008 la Comisión Europea presentó un plan relativo a Cambio Climático y Energías Renovables en el que se establecen tres objetivos principales para el año 2020: reducir las emisiones de CO₂ en un 20% respecto a las realizadas en 1990, conseguir una cuota de producción de energías renovables del 20%, con una cuota mínima del 10% de biocombustibles en combustibles para el transporte y mejorar en un 20% la eficiencia energética. Dicho plan contempla la revisión de algunas directivas y la propuesta de algunas nuevas.

- La revisión de la Directiva de Mercado Europeo de Emisiones que modifica el alcance y la operativa del sistema a partir del 2013. Los principales aspectos a destacar son el establecimiento de un único plan de asignación a nivel europeo para el periodo 2013-2020 con una cantidad de derechos total equivalente a una reducción de 21% en 2020 respecto a 2005, la inclusión del sector de petroquímica y la sustitución progresiva de la asignación gratuita por subastas de derechos hasta llegar al 100% en 2020.
- La propuesta de Directiva de Captura y Secuestro de CO₂ (CAC) que contempla la incorporación de dichos proyectos en el sistema de comercio de emisiones.
- La propuesta de Directiva sobre fomento de energías renovables que establece para 2010, entre otros, requisitos relativos a porcentajes de biocarburantes sobre el consumo total de combustibles, calidad de los mismos, disminución de GEI (gases efecto invernadero) así como verificaciones de la sostenibilidad y seguimiento de actuaciones.

En 2006 se aprobó en Argentina la ley 26093, que contempla la incorporación de

biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa es obligatoria a partir del cuarto año de entrada en vigor y supone inversiones dirigidas fundamentalmente a la obtención de los biocombustibles, su incorporación a los derivados del petróleo y su distribución logística. La Compañía, desde mediados de 2007, está comercializando el denominado gasoilbio (mezcla de gasoil con biocombustibles) en un número creciente de estaciones de servicio. La proporción de biocombustibles, que actualmente es de un 1%, se irá incrementando para poder cumplir con la exigencia del 5% que establece dicha ley.

Además, en Argentina, a finales de 2006, entró en vigor la Resolución SE 785/2005, referida al control de tanques de almacenamiento aéreo de hidrocarburos. Esta norma, establece la obligación de contratar diversas auditorías para verificar, en esencia, la hermeticidad de dichos tanques y la posible contaminación derivada de los mismos, estableciendo también obligaciones en cuanto a la reparación de aquellos y la remediación de los sitios que pudieran haberse contaminado.

En cuanto a las obligaciones del Reglamento 166/2006 de la Unión Europea que modificaba la Directiva sobre IPPC (Integrated Prevention Pollution Control) se ampliaron en España a través del Real Decreto 508/2007. Dicha regulación establece nuevos requisitos para el reporte de las sustancias contaminantes al aire, agua, suelo y residuos transferidos a partir de la información de 2007. Todos ellos se deberán comunicar a través del registro PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) que sustituye al EPER (Europe Pollutan Emission Register),

Paralelamente la Comisión europea presentó a finales de 2007 una propuesta de revisión de la Directiva IPPC que amplía el ámbito a otras actividades contaminantes, tales como instalaciones de combustión medianas (entre 20 y 50 MW), redefine del concepto BAT (Best Available Technologies) y establece valores límite de emisión más estrictos, especialmente para las grandes plantas de combustión.

En España, en octubre 2007 se aprobó la Ley 26/2007 que transpone la Directiva 35/2004 sobre responsabilidad medioambiental. Actualmente se está trabajando en el Reglamento de la misma para desarrollo de las previsiones del Capítulo IV sobre garantías financieras y el establecimiento del método de cálculo de definición del daño.

También en España, en noviembre de 2007 se aprobó la Ley 34/2007 de calidad del aire que establece límites de emisión al aire más restrictivos.

El Grupo Repsol YPF contribuye al FIDAC, Fondo Internacional de Indemnización de

Daños debidos a la Contaminación por Hidrocarburos, como compañía petrolera receptora de hidrocarburos persistentes por vía marítima. Repsol YPF registra dichas aportaciones en el momento en que son facturadas por FIDAC.

(40) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2007, el importe de los honorarios devengados por el Auditor y su organización por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 7,2 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 0,9 millones de euros y 0,1 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de ambas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(41) HECHOS POSTERIORES

El 21 de Febrero de 2008, Repsol YPF ha vendido al Grupo Petersen un 14,9% de las acciones de YPF S.A. por un importe de 2.235 millones de dólares, instrumentando un préstamo al comprador por importe de 1.015 millones de dólares.

Adicionalmente, en un plazo máximo de cuatro años, el Grupo Petersen podrá ejecutar una opción de compra sobre un porcentaje adicional del 10,1% de capital social de YPF.

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 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	640,0	612,4	-	492,2	977,5
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.	100,00	100,00	5,4	0,4	6,4	-	-	1,4
Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Explotación de talleres y otras actividades	P.E.	100,00	100,00	0,1	0,2	0,2	-	-	0,5
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolíferos, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Servicios aeroportuarios	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,4	0,8	-	-	1,3
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	1,0	-	-	3,0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	9,3	2,0	-	-	9,9
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,2	0,1	-	-	0,3
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.	100,00	100,00	0,1	2,5	3,2	-	-	5,8
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	57,0	19,0	-	-	38,1
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,2	0,7	-	-	1,8
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	121,1	1,0	38,2	-	-	160,3
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	94,6	74,7	74,7	-	74,7	23,6
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	94,6	32,4	58,2	-	74,7	27,6
Atlantic 4 Holdings, Llc.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	171,2	-	-	-	-	38,0
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	171,2	72,3	5,2	-	-	20,8
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	3,6	2,9	5,5	-	-	6,2
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	51,5	12,7	15,6	-	-	54,4
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	0,2	0,7	-	-	0,4
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	19,6	5,6	14,0	-	-	0,0
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, SA	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	50,00	100,00	2,0	0,1	0,1	-	-	1,1
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	0,9	0,8	-	-	-	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	3,0	11,4	-	-	14,5
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	350,9	78,9	-	48,9	439,6
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	1,9	-	-	-	0,6
National Gaz	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	0,4	1,2	0,4	-	-	2,0
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	17,4	2,9	4,3	-	-	20,9
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,5	0,1	0,0	-	-	0,2
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	-	0,6	-	-	-	0,3
Mejoras, 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	0,0	-	-	0,3
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	5,0	5,8	5,3	-	-	16,1
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	0,1	-	-	-	0,1
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,9	25,7	14,5	-	-	41,1
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	-	0,8	0,3	-	-	1,1
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	4,8	0,2	-	-	1,5
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	100,6	32,3	19,6	-	-	152,5
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	73,0	0,2	53,1	-	30,1	43,3
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,61	99,61	38,7	1,8	11,0	-	-	51,3
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,61	100,00	0,5	0,3	0,1	-	-	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	1,7	6,9	0,6	-	-	8,0
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	51,00	51,00	1,3	3,0	1,2	-	-	1,6
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	2,5	1,6	-	-	7,8
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	9,1	4,4	2,7	-	-	2,0
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	0,1	0,2	-	-	0,8
Vía Red Servicios Logísticos, S.A.	España	Repsol Butano, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	P.E.	51,00	51,00	1,5	-	-	-	-	0,7
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,8	531,6	201,1	-	82,0	952,4
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	0,8	1,9	-	-	2,7
Camps 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.	96,65	100,00	8,4	18,0	40,4	-	37,4	28,4
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	6,6	0,1	-	-	3,7
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	0,1	1,7	1,3	-	-	0,7
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	1,4	0,4	-	-	0,6
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	100,00	100,00	-	0,8	0,1	-	-	0,9
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	67,66	70,00	1,5	0,3	0,6	-	-	1,6
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.	96,65	100,00	7,3	22,0	16,1	-	12,8	31,5
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	48,33	50,00	15,4	4,3	1,4	-	-	10,2
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de ptdos. petrolíferos	I.P.	48,33	50,00	20,8	2,2	1,1	-	-	11,6
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, SLU	España	Terminales Canarias, S.L.		Almacenamiento y distribución de ptdos. Aviación	I.P.	48,33	100,00	1,0	0,2	0,8	-	-	0,8
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	15,00	15,00	84,1	318,9	390,2	-	421,6	55,7
CLH Aviación, S.A. (3)	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	15,00	100,00	31,7	26,1	6,0	-	-	9,6
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	13,2	1,8	-	-	15,2
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,2	2,9	0,1	-	-	3,2
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	292,8	49,0	-	-	400,8
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	51,00	51,00	0,0	-	0,2	-	-	0,1
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	99,67	0,0	0,5	0,7	-	-	1,2
Caiageste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	-	0,1	-	-	0,0
Abastecimentos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0,0	-	-	-	-	0,0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0

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 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (6)	
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	28,0	0,9	-	-	32,4
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	152,0	47,3	-	-	50,7
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	72,7	23,2	-	12,4	22,4
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	-	9,2	-	-	9,3
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	400,9	296,4	-	120,1	599,9
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de pdtos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	-	0,2	-	-	0,3
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	1.467,6	126,8	-	-	1.619,0
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	12,6	0,7	-	-	15,1
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	6,8	0,3	-	-	8,5
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	1,9	0,8	7,1	-	-	5,9
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	4,0	235,1	28,0	-	-	211,1
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	7,8	899,8	342,6	-	318,3	931,9
Akakus Oil Operations AG	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,2	0,4	-	-	1,7
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	40,00	40,00	0,1	0,3	-	-	-	0,1
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	8,4	32,0	-	-	35,7
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	21,2	4,2	-	-	25,4
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	68,2	9,5	21,7	-	5,7	22,2
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	0,5	0,2	-	-	1,2
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	15,8	156,4	17,7	-	-	154,5
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	705,0	35,3	19,2	-	-	144,2
TGP, S.A.	Perú	Perú Pipeline Holding Co. LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	141,5	205,5	4,2	-	-	35,1
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	0,1	20,4	-	-	20,3
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,2	4,4	2,0	-	-	21,6
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	-	0,1	0,0	-	-	0,1
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	0,1	1,2	-	-	1,1
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	0,0	18,3	0,0	-	-	4,6
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	0,4	0,3	-	-	0,5
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	0,7	-	-	0,7
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	-	4,3	0,2	-	-	4,1
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	233,3	93,0	9,0	-	-	149,4
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,1	5,6	-	-	-	19,8
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11,2	98,2	50,9	-	-	58,6
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2,1	3,1	-	-	5,2
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	-	8,8	7,6	-	-	8,2
Petroquirquire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	3,7	301,9	101,8	-	-	163,0
Quirquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	94,1	45,1	-	-	83,7
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	0,2	4,4	-	-	4,1
BPRY Caribbean Ventures LLC	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	831,4	716,6	407,6	-	-	156,7
BP Amoco Trinidad & Tobago, L.L.G	Trinidad y Tobago	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	114,8	146,1	642,3	-	-	183,3
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	16,1	14,7	-	-	0,7
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	376,6	30,1	-	-	632,5
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	139,9	29,5	17,5	-	-	27,9
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.105,3	51,4	40,3	-	-	2.013,5
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26,9	0,0	0,0	-	-	26,9
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.074,1	50,3	47,5	-	-	1.976,4
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	0,7	1,1	0,4	-	-	0,8
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,4	-	14,0	-	-	11,6
West Siberian Resources LTD	Rusia	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	347,2	351,2	188,5	-	-	51,0
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	85,1	64,5	5,7	-	-	155,3
Gruo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,1	0,2	-	-	0,6
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	99,9	61,8	54,8	-	-	110,5
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	57,0	7,2	15,6	-	-	33,4
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,2	2,8	5,3	-	-	10,3
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	-	0,0	-	-	0,0
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.	Duragas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	47,5	8,6	1,3	-	-	40,2
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.		Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,5	1,1	7,0	-	-	0,6
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	242,1	837,8	221,6	-	-	1.301,5
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	80,9	64,1	-	-	145,0
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	165,7	-	320,2	-	320,2	33,1
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	165,7	97,3	312,7	-	320,2	51,1
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,7	293,2	35,7	-	-	256,8
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-	-	-	-	-
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	27,5	7,8	-	-	19,7
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	29,3	15,2	-	-	508,3
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	7,6	58,9	7,3	-	-	73,8
Gaviota RE	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	37,9	6,3	-	-	57,8
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE		Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	4,8	-	2,7	-	-	7,5

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 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)		
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3,3	-	1,8	1,0	-	-	2,5
Repsol Canada LNG, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	114,4	-	16,2	7,2	-	-	105,4
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	12,9	-	1,8	1,0	-	-	10,1
Repsol Occidental Corporation	Estados Unidos	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	-	35,2	220,2	-	144,7	27,8
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	-	9,6	-	37,0	-	13,9
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	99,99	100,00	17,4	-	5,8	-	1,6	-	10,0
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.		Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	4,0	-	3,3	0,5	-	-	7,8
Repsol Polívar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S		Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	0,5	-	0,1	-	1,0	-	0,6
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	-	28,5	-	11,2	-	20,3
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	-	2,0	-	0,2	-	1,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pptos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	-	32,4	-	11,5	-	18,8
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pptos. químicos	P.E.	49,99	49,99	58,7	-	9,0	4,6	-	-	27,1
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	-	0,5	0,3	-	-	0,5
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	268,4	-	67,3	36,3	-	-	372,0
Repsol Electricidade e Calor,ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	P.E.	66,67	66,67	0,0	-	0,0	-	-	-	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	-	0,7	0,5	-	-	1,3
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-	0,9	-	2,1	-	1,2
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	-	19,3	5,4	-	-	27,1
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./Repsol Exploracion, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	30,85	447,8	-	4,167,3	738,1	-	192,5	1.591,8
Sagane, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	94,8	-	13,5	119,6	-	-	70,3
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL) ⁽²⁾	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	22,39	72,60	0,1	-	47,2	113,1	-	50,0	24,7
Metragaz, S.A. ⁽²⁾	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	22,30	72,30	3,4	-	0,8	1,0	-	-	1,2
Gas Natural transporte SDG, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	14,9	-	43,1	9,0	-	5,8	18,9
Gas Natural Exploración, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	15,4	-	2,4	-	12,3	-	1,7
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.		Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-	-	-
El Andalus LNG SPA ⁽³⁾	Argelia	Gas Natural Exploración, S. L.		Licuefacción	P.E.	9,87	32,00	79,8	-	6,5	0,6	-	-	-
Repsol-Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Aprovisionamiento y transporte	I.P.	65,42	50,00	2,0	-	0,1	0,1	-	-	1,4
Gas Natural Soluciones, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	6,2	-	3,4	0,7	-	-	3,2
Kromschroeder, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	P.E.	13,11	42,50	0,7	-	10,9	0,5	-	-	1,6
Gas Natural Castilla y León, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,79	90,10	6,3	-	78,5	18,3	-	-	28,7
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	29,30	95,00	26,8	-	16,9	4,6	-	-	14,2
Gas Natural Distribución SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	101,0	-	1.031,8	277,0	-	237,3	361,7
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	1,2	-	0,4	-	0,4	-	0,4
Electra de Abusejo, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,7	-	-	-	-	-	0,2
Distribuidora eléctrica Navasfrías, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,2	-	-	-	-	-	0,1
Gas Natural Rioja, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,99	87,50	2,7	-	8,9	2,7	-	-	3,9
Gas Navarra, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	3,6	-	27,1	6,6	-	-	10,4
Gas Galicia SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	19,12	62,00	32,6	-	5,7	0,1	-	-	7,3
Gas Natural La Coruña, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Galicia SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,40	91,00	2,3	-	0,9	0,2	-	-	0,3
Gas Aragón, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	P.E.	10,80	35,00	5,9	-	26,2	16,9	-	3,9	4,9
La Propagadora del Gas, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holding Gas Natural, S.A.	Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,2	-	1,3	0,5	-	-	0,6
Gas Natural Informática, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	30,85	100,00	19,9	-	5,7	-	1,4	-	7,5
Gas Natural Andalucía, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	12,4	-	41,3	4,4	-	-	17,9
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	-	1,4	-	-	-	0,5
La Energía, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	10,7	-	0,7	0,8	-	-	3,8
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. ⁽²⁾	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	24,68	80,00	1,2	-	1,3	0,2	-	-	0,7
UTE La Energía-GNE ⁽²⁾	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	1,7	-	-	0,2	-	-	0,6
AECS Hospital Trias i Pujol AIE	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	0,9	-	0,1	-	0,3	-	0,1
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	13,88	45,00	1,1	-	1,8	0,1	-	-	0,4
Tratamiento Almazán, S.L. ⁽²⁾	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	27,76	90,00	2,7	-	-	-	0,1	-	0,7
Tratamientos Cinca Medio, S.L. ⁽²⁾	España	La Energía, S.A.		Generación Eólica	I.P.	24,68	80,00	2,0	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Comercializadora, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.P.	30,85	100,00	2,4	-	29,7	118,8	-	-	46,5
Invergas Puerto Rico, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,0	-	2,4	-	1,3	-	0,4
Buenergía Gas & Power Ltd ⁽²⁾	I. Cayman	Invergas Puerto Rico, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	29,30	95,00	0,1	-	57,6	17,4	-	-	11,8
Ecoeléctrica Holdings Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,65	50,00	63,2	-	19,0	-	-	20,4	9,1
Ecoeléctrica Ltd.	I. Cayman	Ecoeléctrica Holdings Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,65	100,00	0,6	-	0,1	-	-	0,2	0,1
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holdings Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,65	100,00	63,2	-	19,4	51,2	-	12,1	12,1
Gas Natural Servicios SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas, electricidad y gestión energética	I.P.	30,85	100,00	2,9	-	2,4	4,2	-	-	2,9
UTE GNS-Dalkia Energía	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.		Gestión Energética	I.P.	15,42	50,00	-	-	0,2	-	-	-	0,0
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,85	100,00	32,8	-	6,6	1,9	-	-	8,7
Gas Natural Corporación Eólica, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,5	-	1,3	4,5	-	-	2,7
Gas Natural Eólica, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	6,0	-	0,5	0,5	-	-	2,2

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 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	20,98	68,00	2,5	0,3	0,7	-	0,7
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,12	49,00	6,0	1,4	2,3	-	1,5
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera	España	Gas Natural Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	2,7	2,8	2,4	-	1,2
Enervent, S.A. (3)	España	Gas Natural Eólica, S.A.		Generación Eólica	P.E.	8,02	26,00	2,4	1,0	1,9	-	0,5
Desarrollo de Energías Renovables, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	42,2	129,2	12,8	-	11,3
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	-	-	0,1
Boreas Eólica, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,70	99,50	5,2	5,3	2,2	-	3,9
Los Castrios, S.A.	España	Boreas Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	10,16	33,10	2,2	0,6	0,8	-	0,4
Molinos de Valdebezana, S.A. ⁽²⁾	España	Boreas Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	18,42	60,00	0,1	-	-	-	0,0
Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,3	1,1	-	0,5
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	P.E.	6,17	20,00	3,1	4,1	2,5	-	1,7
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	P.E.	5,55	18,00	1,5	2,5	2,2	-	1,5
Boreas Eólica 2, S.A. ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	27,76	90,00	2,6	4,5	1,7	-	2,4
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	9,9	29,1	12,9	-	8,0
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	11,20	36,30	16,5	2,1	6,4	-	2,8
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	10,3	8,4	11,0	-	4,6
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	10,27	33,30	3,0	2,4	2,8	-	0,8
Molinos de Linares, S.A.	España	Molinos de La Rioja, S.A.		Generación Eólica	I.P.	7,71	75,00	0,1	-	-	-	0,0
GN Wind SL ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Wind SL 2 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Wind SL 3 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Wind SL 4 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Wind SL 5 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Wind SL 6 ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Wind Canarias SL ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
GN Energy Canarias SL ⁽²⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. ⁽³⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	-	-	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. ⁽³⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	-	-	-	-	-
Alas Capital & GN, S.A. ⁽³⁾	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	P.E.	12,34	40,00	-	-	-	-	-
Energy way Produção de energia, LDA ⁽²⁾	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Lantaron Energía S.L. ⁽²⁾	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de electricidad	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Desarrollo del Cable, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,85	100,00	21,1	20,6	9,9	-	15,9
Gas Natural Cantabria SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,88	90,40	3,2	28,0	2,7	-	9,5
Gas Natural Murcia SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,81	99,90	19,3	5,5	3,7	-	3,1
Gas Natural Cegas S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,75	99,70	25,4	68,0	8,1	-	31,2
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	14,3	96,7	-	34,4
Gas Natural Finance, BV ⁽²⁾	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,85	100,00	-	2,2	0,3	-	0,8
Holding Gas Natural, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,3	0,2	-	-	0,2
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.	Gas Natural, SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	347,5	169,7	6,7	-	3,7
Gas Natural International, Ltd. ⁽²⁾	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,85	100,00	25,4	8,9	1,3	-	11,0
Natural RE, S.A. ⁽²⁾	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,85	100,00	-	5,0	2,9	-	2,4
Gas Natural Internacional SDG, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	349,5	19,7	25,1	-	121,6
Natural Energy, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	0,2	1,0	1,6	-	0,6
CEG Rio, S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	18,38	59,60	24,7	31,7	11,1	-	6,0
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	16,72	54,20	153,3	112,5	37,8	-	32,4
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S. ⁽²⁾	Francia	Gas Natural Internacional SDG		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	-	2,8	1,7	-	1,4
Gas Natural Puerto Rico, INC ⁽²⁾	Puerto Rico	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	2,1	0,7	0,9	-	0,2
Invergas, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	48,9	60,6	-	-	33,8
Gas Natural Ban, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,59	70,00	214,7	153,0	15,9	-	13,4
Gas Natural Argentina SDG, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	105,0	23,5	-	-	25,1
Gas Natural do Brasil S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,84	100,00	0,6	1,7	0,2	-	0,4
Gas Natural Serviços, S.A. ⁽²⁾	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	1,8	1,1	1,2	-	0,2
Gas Natural México, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	26,78	86,80	470,7	183,4	7,1	-	78,8
Comercializadora Metrogas S.A. de CV ⁽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.	26,78	100,00	128,1	67,5	0,9	-	16,0
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Comercializadora Metrogas S.A. de CV		Servicios	I.P.	26,76	100,00	-	0,3	-	-	0,1
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,84	100,00	-	0,1	0,1	-	0,1
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. ⁽²⁾	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,76	100,00	6,1	2,2	2,2	-	1,6
Gas Natural Vehicular del Norte A en P ⁽³⁾	México	Gas Natural Vehicular del Norte A en P ⁽³⁾	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	13,67	44,30	0,4	-	-	-	-
Transnatural, SRL de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,38	50,00	10,4	13,0	4,2	-	0,9
CH4 Energía, S.A. de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,38	50,00	0,6	1,0	0,7	-	0,3
Gas Natural Vendita Italia, SPA ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	12,8	7,7	-	2,2
Gas Natural Distribuzione S.p.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera y Distribución de Gas	I.P.	30,85	100,00	4,7	116,7	0,9	-	37,2

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 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,5	19,9	1,7	-	-	6,1
Agragas, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	34,6	0,4	-	-	9,7
Normanna Gas, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	28,4	0,7	-	-	8,1
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S.p.A. ⁽²⁾	Italia	Normanna Gas, S.P.A.	Agragas, S.P.A./Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A.	Comercialización de gas	I.P.	27,77	100,00	0,1	1,0	-	-	-	0,3
Gas Natural Italia SpA ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,3	-	-	-	0,1
Smedigas, S.P.A. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	20,1	0,6	-	-	6,2
Gas Natural Rigassificazione Italia, SPA ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,85	100,00	0,1	-	-	-	-	0,0
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,84	87,00	-	0,2	-	-	-	0,1
Natural Servicios, S.A. ⁽²⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Instalaciones de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	1,1	0,3	-	-	0,4
Servicofort Colombia S.A. ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,2	0,1	0,6	-	-	0,3
Gas Natural, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,23	59,10	10,9	141,6	64,4	-	-	39,5
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	14,13	77,50	1,1	9,3	4,5	-	-	2,1
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,94	54,50	9,2	25,7	7,6	-	9,4	3,3
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP ⁽²⁾	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,93	100,00	1,3	1,5	0,5	-	-	0,3
Portal del Instalador, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural Informática S.A.	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	33,14	75,00	1,3	0,1	0,2	-	-	0,5
Central Anahuac, SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	254,8	86,6	-	-	-	-
Controladora del Golfo SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	122,7	-	-	-	-	-
Central Lomas del Real, SA de CV ⁽²⁾	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	37,5	121,0	-	-	-	-
Central Saltillo S.A. de C.V. ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	150,7	49,5	-	-	-	-
Central Vallehermoso SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	43,4	146,9	-	-	-	-
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	-	0,1	-	-	-	-
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	159,7	44,1	-	-	-	-
Gasoducto del Río SA de CV ⁽²⁾	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	2,7	6,2	-	-	-	-
Italmeco S.R.L. ⁽²⁾	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	22,4	0,9	-	-	-	-
Calgas SCARL ⁽²⁾	Italia	Italmeco S.R.L.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	1,7	-	-	-	-	-
Mecogas SRL ⁽²⁾	Italia	Italmeco S.R.L.		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	-	0,2	-	-	-	-
Torre Marenostrum, S.A. ⁽³⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	P.E.	13,88	45,00	5,3	15,7	0,1	-	-	2,9
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	1,2	-	-	-	-	0,2
Gas Natural Capital Markets, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,85	100,00	0,1	1,6	0,1	-	-	0,6
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas doméstico	I.P.	30,85	100,00	4,5	0,2	3,3	-	-	2,5
Petroleum Oil & Gas España, S.A. ⁽²⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	3,9	51,1	0,5	-	-	17,1
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	99,04	3.696,2	1.184,8	816,0	-	-	5.642,3
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	162,6	79,6	4,9	-	-	87,0
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,7	0,8	-	-	-	0,1
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,0	13,5	0,2	-	-	13,2
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,0	2,8	0,3	-	-	3,1
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.		Sociedades de propósito especial	I.G.	99,04	100,00	-	9,4	3,8	-	-	5,6
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	379,0	526,1	76,5	-	-	221,5
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	99,04	100,00	102,7	192,3	28,6	-	-	117,1
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	102,7	192,3	28,6	-	-	117,1
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	190,9	316,9	37,6	-	-	162,0
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	1,3	102,5	7,6	-	-	107,8
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	22,0	26,7	0,0	-	-	4,6
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	7,7	0,2	0,5	-	-	7,9
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fraccionadora de gas	I.P.	37,64	38,00	137,9	26,4	148,7	-	-	117,8
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	98,90	99,85	81,2	46,0	16,0	-	-	50,6
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	-	-	-	-	-	-
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	44,89	45,33	210,4	254,4	3,7	-	-	-
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	31,43	70,00	386,7	381,6	43,2	-	-	-
Oiltanking Ehytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	29,71	30,00	8,0	3,7	4,5	-	3,4	3,8
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	35,65	35,65	-	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. ⁽³⁾	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	100,00	-	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Chile, S.A. ⁽³⁾	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	100,00	-	-	-	-	-	-
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	35,65	30,9	23,2	0	-	-	2,7
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	35,65	9,9	1,1	0,1	-	-	3,9
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	10,00	10,00	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	I.G.	87,50	87,50	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A. (Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	I.G.	87,50	87,50	-	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A. (Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (Cayman) S.A.	YPF,S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	10,00	10,00	55,6	27,4	8,5	-	-	2,0
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	49,52	50,00	241,8	61,3	72,9	-	-	125,5
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	49,52	50,00	68,5	22,0	34,3	-	-	61,8
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	32,83	33,15	9,8	15,1	4,5	-	-	9,7
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	36,64	37,00	74,8	23,6	4,4	-	-	17,1
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	50,01	50,49	-	-	-	-	-	-

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 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100,00	5,9	- 3,2	- 21,9	-	-	24,4
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100,00	1,9	- 1,8	- 0,0	-	-	0,1
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	-	-	-	-	-	-
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	P.E.	16,50	16,66	0,0	-	-	-	-	0,0
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	42,45	42,86	63,9	- 102,8	- 1,6	-	-	17,2
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	39,53	79,83	106,8	- 179,4	- 1,5	-	-	29,3
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	44,57	45,00	165,3	- 177,8	94,6	-	-	36,6
Repsol YPF Chile, S.A	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	-	- 22,6	43,3	-	-	20,7
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia/ R.YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	726,7	- 259,0	47,4	-	-	515,1
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	50,00	50,00	184,1	- 725,2	84,2	-	-	228,4
Transierra S.A.	Bolivia	Empresa Petrolera Andina, S.A.		Transporte de hidrocarburos	P.E.	22,25	44,50	54,3	- 14,6	9,2	-	-	17,4
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	90,3	- 74,3	13,0	-	-	177,6
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	103,2	- 59,9	13,5	-	-	176,5
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.	100,00	100,00	-	- 1,3	0,4	-	-	1,6
Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	935,6	- 522,0	113,9	-	-	527,4
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Logística de productos derivados del petróleo	I.G.	100,00	100,00	129,6	- 117,1	- 10,8	-	-	1,7
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	30,9	- 30,9	-	-	-	-
Refinaria de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	31,13	31,13	12,6	- 0,7	0,4	-	-	3,8
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.		Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	31,13	100,00	11,7	- 9,2	5,7	-	-	2,5
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Manguinhos Distribuidora, S.A.	Comercialización de productos petroquímicos	I.P.	31,13	100,00	2,2	- 0,2	- 0,1	-	-	0,6
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	345,1	- 258,0	101,6	-	-	211,4
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Explotación estaciones de servicio	I.G.	100,00	100,00	33,7	- 37,7	- 3,2	-	-	7,2
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol Gas Brasil, S.A.	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,4	- 0,1	- 0,0	-	-	0,5

- (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 sociedad participada.

Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.

PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Concepto	Fecha	31.12.07			01.01.07		
						Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación (4)	% Participación Total	
							Participación Patrimonial	Participación Control (5)		Participación Patrimonial	Participación Control (5)
A.I.E. Ciudad Sanitaria Vall d' Hebrón	España	La Energía, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación	dic-07	-	-	-	I.P.	25,06	81,25
AECS Hospital Bellviège AIE	España	La Energía, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	dic-07	-	-	-	I.P.	15,42	50,00
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Adquisición	dic-07	P.E.	12,34	40,00	-	-	-
Argentine Private Development Company (APDC)	Islas Cayman	YPF, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación	sep-07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Aumento de la participación	dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Burgalesa de Generación Eólica, S.A.	España	Sinia XXI, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación por venta	feb-07	-	-	-	P.E.	7,48	24,24
Calgas SCARL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Anahuac, SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Lomas del Real, SA de CV (2)	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Saltillo S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Vallehermoso SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Disminución de la participación	dic-07	P.E.	15,00	15,00	P.E.	25,00	25,00
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Controladora del Golfo SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
El Andalus LNG Spa.	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.	Disminución de la participación	dic-07	P.E.	9,87	32,00	I.P.	57,87	80,00
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Aumento de la participación	abr-07	I.G.	100,00	100,00	I.G.	48,33	100,00
Gas Natural SDG Argentina, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.		Alta en el perímetro	oct-07	I.P.	13,67	44,30	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.		Alta en el perímetro	nov-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gasoducto del Río SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Energy Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 2 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 3 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 4 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 5 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind SL 6 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Invergas, S.A (2)	Argentina	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Iradia Climatización AIE	España	Gas Natural Soluciones, S.L.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	nov-07	-	-	-	I.P.	30,85	100,00
Italmeco S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación	dic-07	-	-	-	P.E.	29,85	29,97
Mecogas SRL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.		Adquisición	dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Aumento de la participación	jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Oleoducto Trasandino Argentino, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Aumento de la participación	dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile, S.A.	Aumento de la participación	dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Operaciones y Servicios YPF, Ltda.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Petróleos Transandinos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	YPF, S.A. / OPESSA	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-07	-	-	-	I.G.	99,99	100,00
Polymed	Argelia	Repsol Química, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación	jun-07	-	-	-	P.E.	26,95	26,95
Polymer Technology Inc.	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación	nov-07	-	-	-	P.E.	70,00	70,00
Repsol (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.		Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	jul-07	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petroleo, S.A	Alta en el perímetro	ene-07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Alta en el perímetro	sep-07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Termobarrancas	Venezuela	Repsol Exploración S.A.		Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Termogacha - Usina Termeléctrica, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	dic-07	-	-	-	I.P.	26,00	26,00
Transportadora Sulbrasielira de Gas (TSB)	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Aumento de la participación	abr-07	I.P.	25,00	25,00	I.P.	15,00	15,00
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Adquisición	sep-07	I.P.	24,68	80,00	-	-	-
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF International, S.A.		Baja en el perímetro de consolidación	abr-07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Alta en el perímetro	dic-07	P.E.	25,00	25,00	-	-	-

(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.

PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes	Concepto	Fecha	31.12.06			01.01.06		
						Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación (4)	% Participación Total	
							% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)
Petroleum Oil & Gas España, S.A. ⁽¹⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Adquisición	mar-06	I.P.	30,85	100	-	-	-
West Siberian Resources LTD	Rusia	Repsol Exploración, S.A.		Adquisición	jun-06	P.E.	10	10	-	-	-
Termobarrancas, C.A.	Venezuela	Repsol Exploración, S.A.		Adquisición participación adicional	mar-06	I.G.	100	100	I.G.	51	100
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol	Alta en el perímetro	ene-06	I.G.	100	100	-	-	-
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./ PETRONOR	Alta en el perímetro	ene-06	I.G.	100	100	-	-	-
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Alta en el perímetro	jun-06	I.G.	100	100	-	-	-
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Alta en el perímetro	jun-06	I.G.	100	100	-	-	-
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Alta en el perímetro	dic-06	I.G.	100	100	-	-	-
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Alta en el perímetro	sep-06	I.G.	100	100	-	-	-
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Alta en el perímetro	jul-06	I.P.	60	60	-	-	-
Petroquiriquire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Alta en el perímetro	jul-06	I.P.	40	40	-	-	-
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Alta en el perímetro	nov-06	I.P.	50	50	-	-	-
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, SLU	España	Terminales Canarias, S.L.		Alta en el perímetro	ene-06	I.P.	50	50	-	-	-
El Andalus LNG ⁽²⁾	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.	Alta en el perímetro	dic-06	I.P.	57,87	80	-	-	-
Repsol Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Alta en el perímetro	dic-06	P.E.	66,70	66,70	-	-	-
UTE La Energía-GNE ⁽¹⁾	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG	Alta en el perímetro	jul-06	I.P.	30,85	100	-	-	-
Lantarón Energía S.L. ⁽¹⁾	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Alta en el perímetro	jul-06	I.P.	30,85	100	-	-	-
Gas Natural Comercial LNG, S.L. ⁽¹⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Alta en el perímetro	may-06	I.P.	30,85	100	-	-	-
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Cambio de método de integración	ene-06	I.G.	100	100	P.E.	100	100
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolíferos, S.A	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidade	Repsol Comercial de Product	Cambio de método de integración	ene-06	I.G.	100	100	P.E.	100	100
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Cambio de método de integración	ene-06	I.G.	100	100	P.E.	100	100
Repsol-Gas Natural LNG ⁽³⁾	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Cambio de porcentaje de integración	jun-06	I.P.	65,42	100	I.P.	15,42	100
Gas Natural Álava, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Venta	sep-06	-	-	-	P.E.	3,08	10
YPF Energy Holdings N.V.	Antillas Holandesas	YPF International, S.A.		Baja del perímetro por disolución	nov-06	-	-	-	I.G.	99,04	100
Autoclub Repsol S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	dic-06	-	-	-	I.G.	48,42	50
Autoclub Repsol Servicios S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.		Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	dic-06	-	-	-	I.G.	48,42	100
Correduría Autoclub Repsol Seguros S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.		Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	dic-06	-	-	-	I.G.	48,42	100
Energy Infrastructure Asia, B.V.	Holanda	Repsol Butano, S.A.		Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	dic-06	-	-	-	I.P.	51	51
Energy Infrastructure India, Ltd.	India	Energy Infrastructure Asia, B.V.		Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	dic-06	-	-	-	I.P.	51	100
Natural Servicios, S.A. ⁽¹⁾	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Disminución de la participación	dic-06	I.P.	22,21	72	I.P.	24,46	79,31

(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) Empresas participada en un 48% por Repsol Exploración Argelia, S.A. y en un 32% por Gas Natural Exploración, S.A., se integra proporcionalmente el 48% de la misma y el 30,85% del 32% participado por el grupo Gas Natural.

(3) Empresas participada en un 50% por Repsol YPF, S.A. y en un 50% por Gas Natural SDG, S.A. Durante el 2006 Repsol YPF, S.A. ha integrado proporcionalmente el 50% de su participación.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad	Obs.
Argelia				
Gassi chergui	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción	a
M'sari Akabli	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción	a
Reggane	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción	a
TFR	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción	
TFT	30%	GIFT	Exploración y producción	
Argentina				
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y producción	
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción	
Aguaragüe	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción	
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción	
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción	
CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd. Sucursal Arger	Exploración y producción	a
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción	
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción	
Llancaleño	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción	
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción	
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción	
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Exploración y producción	
Ramos	15,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción	
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción	
Tierra del Fuego	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y producción	
Yac La ventana-Río Tunuyan	60,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción	a
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción	
Brasil				
BM-C-33	50%	Repsol YPF Brasil	Exploración	
BM-ES-29	100%	Repsol YPF Brasil	Exploración	
BM-ES-30	40%	Amerada Hess	Exploración	
BM-S-55	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración	
BM-S-47	50%	BGE&P Brasil	Exploración	
BM-S-48	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración	
BM-S-51	40%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-S-50	20%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-S-43	25%	Shell	Exploración	
BM-S-44	25%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-S-13	40%	BGE&P Brasil	Exploración	
BM-S-9	25%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-S-7	37%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-C-3	20%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-C-4	30%	Petrobras S.A.	Exploración	
BM-ES-21	20%	Petrobras S.A.	Exploración	
ALBACORA LESTE	10%	Petrobras S.A.	Desarrollo	
Bolivia				
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración	
Bloque Caipipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración	
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración	
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración	
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración	
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas	
Canadá				
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL	
Colombia				
Capachos	50%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción	
Ecuador				
Bloque 14	25%	Petro Oriente S.A.	Exploración y producción	
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción	
España				
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Boqueron	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Chipiron	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción	
Libia				
NC115	10%	Akakus Oil Operations	Producción	
NC186/187/190	8%	Akakus Oil Operations	Producción	
BLOQUES 199-204	60%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración	c
EPSA3	35%	Woodside Energy N.A.	Exploración	c
BLOQUE 137	50%	Petro - Canda Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración	b
Perú				
Lotes 56 & 88	10%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración y producción	
Trinidad & Tobago				
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y producción	
Venezuela				
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción	

a. Incluidas en 2007, a pesar de haber sido constituidas en ejercicios anteriores, debido al incremento de su operatoria durante el presente ejercicio.

b. Se trata de UTEs creadas durante el presente ejercicio

c. Corresponden a las UTEs Paquete 1 y 3 (cambio de denominación respecto a la detallada en la memoria del ejercicio anterior)

ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE EN 2006

ANEXO II

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
TFT	30%	GIFT	Exploración y producción
TFR	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y producción
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Producción
Aguaragüe	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
Bandurria	27,27%	YPF, S.A.	Exploración
CAM-1	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
CAM-3	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Producción
CCA-1 GAN GAN	50,00%	Wintershall Energía, S.A.	Exploración
CGSJ - V/A	50,00%	Wintershall Energía, S.A.	Exploración
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Producción
Filo Morado	50,00%	YPF, S.A.	Generación de Energía Eléctrica
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración
Llancanelo	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Producción
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Producción
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Producción
Ramos	15,00%	Pluspetrol Energy, S.A.	Producción
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Tierra del Fuego	30,00%	Pan American Fueguina S.R.L.	Producción
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Brasil			
BM-C-33	50%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25%	Shell	Exploración
BM-S-44	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10%	Petrobras S.A.	Desarrollo
Bolivia			
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas
Canadá			
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL
Colombia			
Capachos	35%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
E.A.U.			
Dubai	25%	Dubai Marine Areas	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 14	25%	Vintage	Exploración y producción
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador	Exploración y producción
España			
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Boqueron	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Chipiron	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Libia			
Bloque NC 115	10%	Repsol Oil Operations	Exploración y producción
Bloque NC 186	8%	Repsol Oil Operations	Exploración y producción
Paquetes 1-2-3	1-60%	Repsol Oil Operations	Exploración y producción
Perú			
Lotes 56 & 88	20%	Hunt Oil	Exploración y producción
Trinidad & Tobago			
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y producción
Venezuela			
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción
Menegrande	40%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

Información relativa a las Operaciones/Activos controladas conjuntamente que no sean Entidades de control conjunto (Integración Proporcional) reportada por las subsidiarias

País	Cía	Nombre	%	Actividad	Operador	Activo/Operación	Obs.
Argelia	248	EI Andalus LNG SPA	32	Licuefacción			d
Argelia	E177	TFR	60	Exploración y Producción	Repsol Exploración Argelia	Producción	ok
Argelia	E177	TFT	30	Exploración y Producción	GTFT	Producción	ok
Argelia	E177	M'sari Akabli	45	Exploración y Producción	Repsol Exploración Argelia	Exploración	a
Argelia	E177	Reggane	45	Exploración y Producción	Repsol Exploración Argelia	Exploración	a
Argelia	E177	Gassi chergui	60	Exploración y Producción	Repsol Exploración Argelia	Exploración	a
Argentina	620	Acambuco	22,50%	Exploración y Producción	Panamerican Energy LLC	Operación	ok
Argentina	620	Agua Pichana	27,27%	Exploración y Producción	Total Austral S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Aguaragüe	30,00%	Exploración y Producción	Tecpetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Bandurria (1)	27,27%	Exploración	YPF S.A.	Operación	ok
Argentina	620	CAM-1 3) No figura MEMORIA YPF a sept 07	50,00%	Exploración	Sipetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	CAM-2/A SUR	50,00%	Exploración y Producción	Sipetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	CAM-3 3)	50,00%	Exploración	Sipetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	Exploración y Producción	YPF S.A.	Operación	ok
Argentina	620	CCA-1 GAN GAN	50,00%	Exploración	Wintershall Energía S.A.	Operación	ok
Argentina	620	CGSJ - V/A	50,00%	Exploración	Wintershall Energía S.A.	Operación	ok
Argentina	620	El Tordillo	12,20%	Exploración y Producción	Tecpetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Filo Morado (2)- No figura MEMORIA YPF a sept/07	50,00%	Generación de Energía Eléctrica	YPF S.A.	Operación	ok
Argentina	620	La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Exploración y Producción	Tecpetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Llancanelo	51,00%	Exploración y Producción	YPF S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Magallanes	50,00%	Producción	Sipetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Palmar Largo	30,00%	Exploración y Producción	Pluspetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Puesto Hernández	61,55%	Producción	Petrobras Energía S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Ramos	15,00%	Exploración y Producción	Pluspetrol S.A.	Operación	ok
Argentina	620	San Roque	34,11%	Exploración y Producción	Total Austral S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Tierra del Fuego	30,00%	Producción	Panamerican Fueguina S.R.L.	Operación	ok
Argentina	620	Zampal Oeste	70,00%	Exploración y Producción	YPF S.A.	Operación	ok
Argentina	620	Yac La ventana-Rio Tunuyan	60,00%	Exploración y Producción	YPF S.A.	Operación	ok
Argentina	620	CNQ 7	50,00%	Exploración y Producción	Petro Andina Resources Ltd. Sucursal Ar	Operación	ok
Bolivia	Reg Bolivia	Bloque Monteagudo	50	Exploración, Explotación y Producción	Repsol E&P Bolivia S.A.	Operación	ok
Bolivia	Reg Bolivia	Bloque Caipipendi	37,5	Exploración, Explotación y Producción	Repsol E&P Bolivia S.A.	Operación	ok
Bolivia	Reg Bolivia	Bloque Charagua	30	Exploración, Explotación y Producción	Repsol E&P Bolivia S.A.	Operación	ok
Bolivia	Reg Bolivia	Bloque San Alberto	50	Exploración, Explotación y Producción	Petrobras S.A.	Operación	ok
Bolivia	Reg Bolivia	Bloque San Antonio	50	Exploración, Explotación y Producción	Petrobras S.A.	Operación	ok
Bolivia	Reg Bolivia	Planta de Servicios de Compresión de Gas Rio Grande	50	Compresión de Gas p/Exportación	Andina S.A.	Activo	ok
Brasil	Reg Brasil	Refinería de Petróleos Manguinhos, S.A.	31,13	Refino y comercialización Ptos. petrolíferos		Activo	d
Brasil	Reg Brasil	Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	30	Refino y comercialización Ptos. petrolíferos		Activo	d
Brasil	Reg Brasil	Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	25	Construcción y explotación de un gasoducto		Activo	d
Brasil	Reg Brasil	Termogaucha	26	Usina Termoeléctrica		Activo	d
Canadá	1021	N/A (CANAPORT LNG CONSOLIDADA POR INT. PROPORCIONAL)					ok
España	248	UTE Dalkia GN Servicios	50	Gestión energética			d
España	248	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50	Aprovisionamiento y transporte			d
España	248	Montouto 2000 SA	49	Generación eólica			d
España	248	Explotaciones Eólicas Sierra Utrera, S.L.	50	Generación eólica			d
España	248	Central Térmica La Torrecilla, S.A.	50	Cogeneración			d
España	248	Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	50	Generación eólica			d
España	248	Los Castrios, S.A.	33,3	Generación eólica			d
España	248	Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	36,25	Generación eólica			d
España	248	Molinos del Cidacos, S.A.	50	Generación eólica			d
España	248	Molinos de La Rioja, S.A.	33,3	Generación eólica			d
España	248	Molinos de Linares, S.A.	33,3	Generación eólica			d

* País	* Cía	* Nombre	* %	* Actividad	* Operador	* Activo/Operación	* Obs.
España	248	Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	45	Cogeneracion			d
España	248	ACES Hospital Trías i Pujol, A.I.E.	50	Cogeneracion			d
España	248	Energías Eólicas de Lanzarote, S.A.	50	Generación eólica			d
España	248	Energías Eólicas de Fuerteventura, S.A.	50	Generación eólica			d
España	248	Alas Capital & GN, S.A.	40	Generación eólica			d
LIBIA	E186	NC115	40	PRODUCCION	Repsol Oil Operations		e
LIBIA	E186	NC186/187/190	32	EXPLORACION	Repsol Oil Operations		e
LIBIA	E186	BLOQUES 199-204	60	EXPLORACION	Repsol Exploración Murzuq		c
LIBIA	E186	EPSA3	35	EXPLORACION	Woodside Energy N.A.		c
LIBIA	E186	BLOQUE 137	50	EXPLORACION	Petro - Canda Ventures (North Africa) Ltd.		b
México	248	CH4 Energía, S.A. de CV	50	Comercialización de gas y transporte			d
México	248	Transnatural SRL de CV	50	Comercialización de gas y transporte			d
México	248	Gas Natural Vehicular del Norte A en P	52	Gas			d
Puerto Rico	248	EcoEléctrica Holdings, Ltd.	50	Sociedad de cartera			d
Puerto Rico	248	EcoEléctrica LP, Ltd.	50	Sociedad de cartera			d
Puerto Rico	248	EcoEléctrica, Ltd.	50	Generación de electricidad			d
SURINAM	E951	REPSOL EXPLORACIÓN SURINAM, S.L	40	E&P		BLOQUE 30	d

Compañías que informaban al cierre del ejercicio anterior y ahora nada (a enviar mail consultando el motivo, es decir, omisión, baja, etc.):

Brasil Confirmó en mail aparte
Colombia Confirmó en mail aparte
EAU Se dio de baja
Ecuador Confirmó en mail aparte
España Confirmó en mail aparte
Libia (en parte) Confirmó en mail aparte
Perú Confirmó en mail aparte
Trinidad y Tobago Confirmó en mail aparte
Venezuela Confirmó en mail aparte

- a. Incluidas en 2007, a pesar de haber sido constituidas en ejercicios anteriores, debido al incremento de su operatoria durante el presente ejercicio.
b. Se trata de UTEs creadas durante el presente ejercicio.
c. Corresponden a las UTEs Paquete 1 y 3 (cambio de denominación respecto a la detallada en la memoria del ejercicio anterior).
d. n/a, se incluye en anexo I.
e. Cambio en el % de participación de acuerdo a lo confirmado por la compañía.

* ok con información adicional reportada por las subsidiarias

ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores 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.: 32.306 acciones

D. Isidre Fainé Casas

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 12 acciones

D. Juan María Nin Génova

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

D. Henri Philippe Reichstul

Cargos:

Consejero de Ashmore Energy International – Houston
Consejero de Brenco – Companhia Brasileira de Energia Renovável.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH)
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 8.765 acciones