

**D. RAFAEL PIQUERAS BAUTISTA, DIRECTOR CORPORATIVO
DE ASUNTOS JURIDICOS DE LA SOCIEDAD MERCANTIL
"REPSOL YPF, S.A.", N.I.F. A78/374725, CON DOMICILIO EN
MADRID, PASEO DE LA CASTELLANA Nº 278**

CERTIFICO:

Que el CD que se adjunta a la presente certificación contiene un archivo en formato "pdf" que reproduce fielmente y en su integridad el contenido del Folleto Continuoado de Repsol YPF, S.A., ajustado al modelo RFV previsto en el artículo 2.G) de la Circular 2/1999 de la Comisión Nacional del Mercado de Valores correspondiente al ejercicio 2003, verificado e inscrito en los registros de esa Comisión con fecha 30 de julio de 2004.

Y para que conste y surta los efectos oportunos ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores, expido la presente certificación, en Madrid, a 30 de julio de 2004.



FOLLETO CONTINUADO

Madrid, 29 de julio de 2004

ÍNDICE

Página

CAPÍTULO I

I	PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DEL CONTENIDO DEL FOLLETO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL MISMO	1
I.1	Personas que asumen la responsabilidad por el contenido del Folleto	1
I.2	Organismos supervisores	1
I.3	Nombre, domicilio y cualificación de los auditores que hayan verificado las Cuentas Anuales de los tres últimos ejercicios	1

CAPÍTULO III

III	EL EMISOR Y SU CAPITAL	6
III.1	Identificación y objeto social	6
III.2	Informaciones legales	7
III.3	Informaciones sobre el capital	10
III.4	Adquisición derivativa de acciones propias	13
III.5	Beneficios y dividendos por acción de los tres últimos ejercicios	14
III.6	Grupo Repsol YPF. Principales sociedades al 31-12-03	15
III.7	Sociedades cotizadas en España en las que Repsol YPF ostenta una participación superior al 3%.....	37

CAPÍTULO IV

IV	ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR	38
IV.1	Antecedentes	38
IV.2	Principales actividades	72
IV.3	Circunstancias condicionantes	150
IV.4	Informaciones laborales	167
IV.5	Sistemas de control de riesgos	175

CAPÍTULO V

V	EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR	179
V.1	Informaciones contables individuales de Repsol YPF, S.A. y del Grupo Consolidado	179
V.2	Principios contables más relevantes y desgloses de las partidas más significativas del balance de situación del Grupo Repsol YPF Consolidado	183
V.3	Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF Consolidado	197
V.4	Compromisos y garantías	201
V.5	Evolución del fondo de maniobra del Grupo Repsol YPF Consolidado	207
V.6	Evolución del cash-flow del Grupo Repsol YPF Consolidado	208
V.7	Evolución de los fondos propios del Grupo Repsol YPF Consolidado	210
V.8	Operaciones con derivados	212
V.9	Principales diferencias entre los principios contables españoles y los que rigen en Estados Unidos	221

CAPÍTULO VI

VI	ADMINISTRACIÓN, DIRECCIÓN Y CONTROL DE LA SOCIEDAD	226
VI.1	Identificación y función de personas con actividad relevante en la Sociedad	226
VI.2	Conjunto de intereses en la sociedad de las personas que componen los órganos de Administración	238
VI.3	Personas o entidades que ejercen un control sobre la Sociedad	245
VI.4	Limitaciones a la adquisición de participaciones importantes en la Sociedad	245
VI.5	Participaciones significativas en el capital social de la Sociedad	245
VI.6	Accionistas de la Sociedad	246
VI.7	Prestamistas en más del 20% de la deuda a largo plazo del Grupo	246
VI.8	Clientes o suministradores significativos	246
VI.9	Esquemas de participación del personal	246
VI.10	Retribución de los auditores de la Sociedad	246
VI.11	Operaciones con terceros vinculados	246
VI.12	Otros sistemas retributivos	249

CAPÍTULO VII

VII	EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR....	250
VII.1	Estrategia	250
VII.2	Inversiones futuras	251
VII.3	Información sobre dividendos	252
VII.4	Acontecimientos significativos acaecidos durante el ejercicio 2004	253
VII.5	Resultados del primer semestre del 2004	255

ANEXO I

Cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF

ANEXO II

Cuentas anuales de Repsol YPF, S.A.

ANEXO III

Real Decreto 3/1996, de 15 de enero, de aplicación del Régimen de autorización administrativa previa a "Repsol, S.A." y a determinadas sociedades de su Grupo.

CAPÍTULO I

I PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DEL CONTENIDO DEL FOLLETO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL MISMO

I.1 PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD POR EL CONTENIDO DEL FOLLETO

I.1.1 D. Luis Alberto Mañas Antón, con NIF nº 38.422.552-V, Chief Financial Officer de Repsol YPF, S.A., domiciliada en Madrid, Paseo de la Castellana, 278, CIF A78/374725, CNAE nº 742, asume, en representación de dicha sociedad, la responsabilidad del contenido del presente Folleto Informativo Continuoado (en adelante el “Folleto Continuoado”).

I.1.2 D. Luis Alberto Mañas Antón manifiesta que los datos e informaciones contenidos en el presente Folleto continuoado no inducen a error y son conformes a la realidad y no existen omisiones susceptibles de alterar su alcance ni la apreciación pública de la Sociedad Emisora o de los valores a los que se refiere y de su negociación.

De conformidad con lo previsto en su Reglamento regulador, la elaboración del presente Folleto Continuoado ha sido supervisada por el Comité Interno de Transparencia de Repsol YPF, S.A.

I.2 ORGANISMOS SUPERVISORES

El presente Folleto Informativo Continuoado (que se presenta al amparo del artículo 16.1.b. del Real Decreto 291/1992, de 27 de marzo sobre Emisiones y ofertas públicas de venta de valores, modificado por Real Decreto 2590/98, de 7 de diciembre) ha sido inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV") el 30 de julio de 2004.

En cumplimiento de lo dispuesto en el Real Decreto 291/1992, de 27 de marzo, sobre Emisiones y ofertas públicas de venta de valores y en la Circular 2/1999, de 22 de abril, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se hace constar que el registro de este Folleto por la CNMV no implica pronunciamiento en sentido alguno sobre la solvencia de la entidad emisora.

I.3 NOMBRE, DOMICILIO Y CUALIFICACIÓN DE LOS AUDITORES QUE HAYAN VERIFICADO LAS CUENTAS ANUALES DE LOS TRES ÚLTIMOS EJERCICIOS

Las Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2001 fueron auditadas por la firma Arthur Andersen y Cía., Soc. Com. La información correspondiente a los ejercicios 2002 y 2003 ha sido auditada por la firma Deloitte & Touche España, S.L. (denominación actual de la firma de auditoría anteriormente denominada Arthur Andersen y Cía., Soc. Com.) con domicilio en Madrid, calle Raimundo Fernández Villaverde nº 65, la cual figura inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC) con el número de inscripción S0692. En los Anexos I y II del presente Folleto se incorporan las cuentas anuales y el informe de gestión correspondientes a los ejercicios 2002 y 2003 del grupo de sociedades del que es sociedad dominante Repsol YPF, S.A. (en adelante “Grupo Repsol YPF”) y los relativos a Repsol YPF, S.A., respectivamente.

El informe de auditoría del Grupo consolidado correspondiente al ejercicio 2001, y solamente por lo que respecta a las cuentas del ejercicio 2001, presenta una excepción por los posibles efectos de cualquier ajuste que pudiera ser necesario si se conociese el desenlace final de la

incertidumbre derivada de la actual situación económica en Argentina. Por lo que se refiere al informe de auditoría correspondiente al ejercicio 2002, cuya opinión es favorable, éste incorpora un párrafo de énfasis relativo a los efectos significativos ocasionados por las nuevas políticas económicas y monetarias vigentes en Argentina así como a la evolución de la situación económica general y los cambios regulatorios ocurridos hasta la fecha de emisión del informe. El informe de auditoría de los Estados Financieros del Grupo consolidado correspondiente al ejercicio 2003 presenta un párrafo de énfasis relativo a los cambios económicos ocurridos en Argentina y a su evolución futura

Los Estados Financieros de la sociedad Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio 2001, y solamente por lo que respecta a las cuentas del ejercicio 2001, presenta una salvedad por los posibles efectos de cualquier ajuste que pudiera ser necesario si se conociese el desenlace final de la incertidumbre derivada de la actual situación económica en Argentina. Por lo que se refiere al informe de auditoría correspondiente al ejercicio 2002, cuya opinión es favorable, éste incorpora un párrafo de énfasis relativo a los efectos significativos ocasionados por las nuevas políticas económicas y monetarias vigentes en Argentina así como a la evolución de la situación económica general y los cambios regulatorios ocurridos hasta la fecha de emisión del informe. El informe de auditoría de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio 2003 presenta un párrafo de énfasis relativo a los cambios económicos ocurridos en Argentina y a su evolución futura.

A continuación se reproducen literalmente los párrafos de excepción contenidos en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2001 y los párrafos de énfasis expresados en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2002 y 2003.

Párrafos de excepción por incertidumbre contenidos en el informe de auditoría de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2001.

“Debido a los cambios que se han producido en la situación económica de Argentina, su Gobierno ha decidido modificar la Ley de Convertibilidad que estaba en vigor desde marzo de 1991 y ha adoptado una serie de medidas, cuyos principales efectos se refieren a: la devaluación del peso argentino respecto de dólar estadounidense, la pesificación de ciertos activos y pasivos en moneda extranjera mantenidos en el país, la pesificación de todos los contratos privados celebrados al 6 de enero de 2002, la introducción de restricciones al retiro de fondos depositados en las instituciones financieras, la necesidad de obtener autorización previa del Banco Central de la República Argentina para realizar transferencias al exterior en concepto de amortización de préstamos financieros y dividendos (salvo en determinados supuestos que afectan al sector de hidrocarburos descritos en la Nota 1.d.1 de la Memoria), la implantación de nuevos regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos y el incremento de los precios internos.

La inversión neta, que incluye los fondos de comercio de consolidación, del Grupo Repsol YPF en las sociedades que están presentes en Argentina asciende, al 31 de diciembre de 2001, a 17.304 millones de euros, aproximadamente (véase Nota 1.d.1 de la Memoria). Las cuentas anuales consolidadas adjuntas recogen la estimación que ha sido posible cuantificar del impacto que estas medidas provocan sobre el epígrafe “Fondos propios” al 31 de diciembre de 2001 adjunto (“Diferencias de conversión”), así como sobre la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2001 adjunta, por importe de 1.450 millones de euros y 957 millones de euros, respectivamente, que reflejan fundamentalmente: (i) el quebranto patrimonial originado por la valoración a un tipo de cambio de cierre de 1,514 pesos argentinos por euro del conjunto de activos y pasivos de los negocios con moneda funcional peso del Grupo en Argentina (incluyendo los correspondientes fondos de comercio), (ii) las pérdidas registradas por las diferencias negativas de cambio resultantes de actualizar al tipo de

cambio de cierre de 1,7 pesos argentinos por dólar estadounidense los préstamos tomados por las sociedades argentinas con moneda funcional peso en dólares estadounidenses, (iii) el aumento de la provisión por impagados como consecuencia de la situación económica en Argentina y (iv) la pérdida de valor experimentada por los activos de exploración y producción de hidrocarburos como consecuencia del nuevo impuesto a la exportación de hidrocarburos aprobado por el Gobierno argentino.

A la fecha de preparación de estas cuentas anuales, los Administradores del Grupo han registrado los efectos que se derivan de la situación argentina, de acuerdo con principios contables generalmente aceptados. El Gobierno argentino se encuentra aún analizando la posible implantación de políticas complementarias, o modificaciones a las ya aprobadas, no siendo posible prever la evolución futura de la situación argentina, y, por tanto, el impacto que dicha incertidumbre podrá tener sobre las cuentas anuales del Grupo Repsol YPF (véanse las Notas 1.d.1 y 17 de la Memoria), por razón de la inversión mantenida en sociedades que están presentes en Argentina”.

Párrafos de énfasis contenidos en el informe de auditoría de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2002.

“La inversión neta, que incluye los fondos de comercio de consolidación, del Grupo Repsol YPF en las sociedades que están presentes en Argentina asciende, al 31 de diciembre de 2002, a 13.811 millones de euros, aproximadamente. Como consecuencia fundamentalmente de la devaluación experimentada por el peso argentino respecto del dólar estadounidense y del euro durante el ejercicio 2002, así como de las minusvalías ocasionadas en ese mismo ejercicio en los activos por el impacto de las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, el epígrafe de “Diferencias de conversión” de los Fondos Propios al 31 de diciembre de 2002 adjunto y la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2002 adjunta, recogen un quebranto por importe de 1.102 millones de euros y 188 millones de euros, respectivamente, recogándose así en las cuentas anuales todos los hechos y efectos significativos de las nuevas políticas económicas y monetarias vigentes en Argentina que son conocidas a la fecha de formulación de las mismas.

Según se indica en la memoria adjunta, durante el ejercicio 2002 se ha implantado en Argentina un profundo cambio de modelo económico y de la Ley de Convertibilidad vigente desde el mes de marzo de 1991, que comenzó con la aprobación de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario el 6 de enero de 2002. Por otro lado, durante los últimos meses se ha venido produciendo una evolución de la situación económica general, registrándose un crecimiento de la actividad, una relativa estabilidad del tipo de cambio y una disminución de la tasa de inflación mensual. Igualmente, desde el punto de vista regulatorio se han producido nuevos acontecimientos, entre los que cabe destacar: (i) el Decreto N° 2703/02 aprobado por el Gobierno Argentino con fecha 27 de diciembre de 2002, que ha ratificado, a partir de dicha fecha, el régimen de libre disponibilidad de las divisas procedentes de la exportación de crudo, gas natural y gases licuados de la que gozaban los productores en base al Decreto N° 1589/89, y (ii) que en enero de 2003, el Banco Central de la República Argentina (BCRA) ha eliminado el requisito de autorización previa por parte del BCRA para la realización de transferencias al exterior en concepto de pago de dividendos. En la Nota 1.d.1 los Administradores exponen éstos y otros aspectos relativos a la situación política y económica vigente en Argentina, así como a su evolución previsible, y su posible incidencia sobre el desarrollo futuro de las operaciones del Grupo en Argentina”.

Párrafos de énfasis contenidos en el informe de auditoría de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2003.

“La inversión neta, que incluye los fondos de comercio de consolidación, del Grupo Repsol YPF en las sociedades que están presentes en Argentina asciende, al 31 de diciembre de 2003, a 11.283 millones de euros, aproximadamente. En Argentina tuvo lugar un profundo cambio del modelo económico marcado por el abandono del sistema de paridad del peso argentino con el dólar estadounidense, así como por la adopción de diversas medidas de carácter monetario, financiero, fiscal y cambiario. A la fecha actual y a pesar de la coyuntura favorable de la economía argentina, subsisten aún problemas estructurales cuya resolución final puede condicionar la evolución futura del país y las medidas que pudiera adoptar el Gobierno Argentino. En la nota 1. e) los Administradores exponen estos y otros aspectos relativos a la situación vigente en Argentina y su posible incidencia sobre el desarrollo futuro de las operaciones del Grupo en Argentina.”

Seguidamente se reproducen literalmente los párrafos de excepción contenidos en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales individuales del ejercicio 2001 y los párrafos de énfasis expresados en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales individuales de los ejercicios 2002 y 2003.

Párrafos de excepción por incertidumbre contenidos en el informe de auditoría de las Cuentas Anuales individuales de Repsol YPF, S.A. a 31 de diciembre de 2001.

“Debido a los cambios que se han producido en la situación económica de Argentina, su Gobierno ha decidido modificar la Ley de Convertibilidad que estaba en vigor desde marzo de 1991 y ha adoptado una serie de medidas cuyos principales efectos se refieren a: la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, la pesificación de ciertos activos y pasivos en moneda extranjera mantenidos en el país, la pesificación de todos los contratos privados celebrados al 6 de enero de 2002, la introducción de restricciones al retiro de fondos depositados en las instituciones financieras, la necesidad de obtener autorización previa del Banco Central de la República Argentina para realizar transferencias al exterior en concepto amortización de préstamos financieros y dividendos (salvo en determinados supuestos que afectan al sector de hidrocarburos descritos en la Nota 3 de la Memoria), la implantación de nuevos regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos y el incremento de los precios internos.

La inversión de Repsol YPF, S.A. en YPF, S.A. a 31 de diciembre de 2001 asciende a 14.588 millones de euros. De acuerdo con principios contables generalmente aceptados, no se ha puesto de manifiesto la necesidad de efectuar una provisión de cartera por la inversión mantenida por la Sociedad en YPF, S.A..

A la fecha de preparación de estas cuentas anuales, el Gobierno argentino se encuentra aún analizando la posible implantación de políticas complementarias, o modificaciones a las ya aprobadas, no siendo posible prever la evolución futura de la situación argentina, y, por tanto, el impacto que dicha incertidumbre podrá tener sobre las cuentas anuales de Repsol YPF, S.A. (véanse las Notas 3 y 15 de la Memoria), por razón de la inversión mantenida en YPF, S.A.”

Párrafos de énfasis contenidos en el informe de auditoría de las Cuentas Anuales individuales de Repsol YPF, S.A. a 31 de diciembre de 2002.

“En relación con la inversión mantenida por Repsol YPF, S.A. en YPF, S.A., de acuerdo con principios contables generalmente aceptados en España, la Sociedad ha registrado una dotación en concepto de provisión de cartera en el ejercicio 2002 por importe de 1.362 millones de euros, como consecuencia fundamentalmente de la apreciación

experimentada por el euro respecto del peso argentino y del dólar estadounidense durante el ejercicio 2002, pasando su valor neto contable de 14.588 a 13.226 millones de euros al 31 de diciembre de 2002”.

“Según se indica en la memoria adjunta, durante el ejercicio 2002 se ha implantado en Argentina un profundo cambio del modelo económico y de la Ley de Convertibilidad vigente desde el mes de marzo de 1991, que comenzó con la aprobación de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario el 6 de enero de 2002. Por otro lado, durante los últimos meses se ha venido produciendo una evolución de la situación económica general, registrándose un crecimiento de la actividad, una relativa estabilidad del tipo de cambio y una disminución de la tasa de inflación mensual. Igualmente, desde el punto de vista regulatorio se han producido nuevos acontecimientos, entre los que caben destacar:

(i) el Decreto N° 2703/02 aprobado por el Gobierno Argentino con fecha 27 de diciembre de 2002, que ha ratificado, a partir de dicha fecha, el régimen de libre disponibilidad de las divisas procedentes de la exportación de crudo, gas natural y gases licuados de la que gozaban los productores en base al Decreto N° 1589/89, y (ii) que en enero de 2003, el Banco Central de la República Argentina (BCRA) ha eliminado el requisito de autorización previa por parte del BCRA para la realización de transferencias al exterior en concepto de pago de dividendos. En la Nota 3 los Administradores exponen éstos y otros aspectos relativos a la situación política y económica vigente en Argentina, así como a su evolución previsible, y su posible incidencia sobre el desarrollo futuro de las operaciones del Grupo en Argentina”.

Párrafos de énfasis contenidos en el informe de auditoría de las Cuentas Anuales individuales de Repsol YPF, S.A. a 31 de diciembre de 2003.

“El valor contable de la inversión mantenida por la Sociedad en YPF, S.A. al 31 de diciembre de 2003, neto de la correspondiente provisión de cartera (ver Notas 6.d y 10), asciende a 11.700 millones de euros. En Argentina tuvo lugar un profundo cambio del modelo económico marcado por el abandono del sistema de paridad del peso argentino con el dólar estadounidense, así como por la adopción de diversas medidas de carácter monetario, financiero, fiscal y cambiario. A la fecha actual y a pesar de la coyuntura favorable de la economía argentina, subsisten aún problemas estructurales cuya resolución final puede condicionar la evolución futura del país y las medidas que pudiera adoptar el Gobierno Argentino. En la nota 3 los Administradores exponen estos y otros aspectos relativos a la situación vigente en Argentina y su posible incidencia sobre el desarrollo futuro de las operaciones del Grupo en Argentina.”

CAPÍTULO III

III EL EMISOR Y SU CAPITAL

III.1 IDENTIFICACIÓN Y OBJETO SOCIAL

III.1.1 Denominación social de la sociedad emisora

La entidad que elabora y registra el presente Folleto Informativo Continuado, modelo RFV (en adelante, el Folleto), es Repsol YPF, S.A., sociedad anónima de carácter mercantil, constituida por tiempo indefinido y con domicilio social en Madrid, Paseo de la Castellana 278, C.I.F. A 78/374725 y C.N.A.E. núm. 742.

III.1.2 Objeto social

De acuerdo con el artículo 2 de los Estatutos, Repsol YPF tiene el siguiente objeto social:

- 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.

- 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.

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

- 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.

- 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.

Las actividades que integran el objeto social podrán ser desarrolladas por la Sociedad total o parcialmente de modo indirecto, en cualquiera de las formas admitidas en Derecho y, en particular, a través de la titularidad de acciones o de participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.

El activo principal de Repsol YPF lo constituyen las participaciones accionariales en distintas sociedades participadas, a través de las cuales la Sociedad gestiona su objeto social. (Véase apartado III.6).

Su clasificación nacional de actividades económicas (CNAE) es 742.

III.2 INFORMACIONES LEGALES

III.2.1 Fecha y forma de constitución de la sociedad emisora

La sociedad fue constituida con la denominación de Repsol, S.A. mediante escritura pública otorgada el 12 de noviembre de 1986 ante el Notario de Madrid D. Miguel Mestanza Fragero, con el número 4.293 de su Protocolo e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 31 de diciembre de 1986.

Mediante acuerdo de la Junta General de Accionistas de la sociedad, celebrada el 28 de junio de 2000, la sociedad cambió su anterior denominación social por la denominación actual de Repsol YPF, S.A..

La adaptación de los Estatutos al Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas de 1989 fue aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 9 de Junio de 1992, quedando inscrita el 29 de octubre de 1992 en el Registro Mercantil de Madrid, donde causó la inscripción 63ª en la hoja correspondiente a la sociedad.

Con posterioridad a dicha fecha, los Estatutos Sociales se han visto afectados por las siguientes modificaciones:

- supresión de sus dos Artículos Transitorios en escritura de fecha 5 de julio de 1993.
- modificación del artículo 30 en escritura de fecha 6 de julio de 1994.
- modificación de los artículos 30 y 35 en escritura de fecha 27 de junio de 1997.
- modificación de los artículos 5, 6 y 23 en escritura de fecha 25 de marzo de 1999.
- modificación del artículo 27 en escritura de fecha 8 de junio de 1999.
- modificación de los artículos 5 y 6 en escritura de fecha 7 de julio de 1999
- modificación de los artículos 5 y 6 en escritura de fecha 19 de julio de 1999.
- modificación de los artículos 1, 12, 22 y 30 en escritura de fecha 10 de julio de 2000
- modificaciones de los artículos 5 y 6 en escrituras de fecha 6 y 7 de septiembre de 2000 y 5 de diciembre de 2000.
- adición de un nuevo artículo 36 Bis en escritura de fecha 6 de mayo de 2003, relativo a la Comisión de Auditoría y Control, en virtud de lo establecido en la Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero.
- modificación de los artículos 1, 13, 15, 23, 24, 30 y 33, en escritura de fecha 30 de abril de 2004, modificaciones que tienen por objeto, fundamentalmente, la adaptación de los Estatutos Sociales a la Ley 26/2003, de 17 de julio.

De igual modo, la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de marzo de 2004 modificó el Reglamento de la Junta General de Accionistas, aprobado el 4 de abril de 2003, para su adaptación a las disposiciones de la Ley 26/2003, de 17 de julio.

Los Estatutos Sociales, el Reglamento Interno del Consejo de Administración de Repsol YPF, los Reglamentos de las Comisiones del Consejo de Administración, el Reglamento de la Junta General de Accionistas, el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, los estados contables y económicos-financieros, la Memoria Anual, el Informe sobre Gobierno Corporativo, el Informe Social, el Informe Medioambiental, el Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF, y en general cualquier documento que se cite en el Folleto o hecho relevante que se produzca, puede ser consultado en la página web de Repsol YPF, cuya dirección es www.repsolypf.com.

También pueden consultarse en el domicilio social, Paseo de la Castellana, 278, acudiendo a la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100, siendo la llamada totalmente gratuita. Dichos documentos también pueden consultarse en otros organismos y registro públicos y en las páginas web de los mismos.

III.2.2 Forma jurídica y legislación especial aplicable

Repsol YPF es una entidad de derecho privado 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, cuya actividad se encuentra regulada por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos y sus disposiciones complementarias (Ver Capítulo IV.1.2 Marco Legal. España).

Repsol YPF, al igual que otras compañías cuyo capital social era titularidad del Estado y que fueron privatizadas, se halla sujeta al régimen de la conocida como “golden share”, regulada en la Ley 5/1995, de 23 de marzo y en su normativa de desarrollo. Dicha normativa ha sido objeto de modificaciones significativas introducidas por la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, derivadas de los pronunciamientos de la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades de 13 de mayo de 2003.

De acuerdo con las leyes citadas, la adquisición por cualquier título, directa o indirectamente, incluso a través de terceros fiduciarios o interpuestos, de acciones de Repsol YPF u otros valores que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción o adquisición de aquellas cuando tengan por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital social, deberá ser notificada, una vez producido el hecho, al órgano competente por razón de la materia. A estos efectos, se considerará participación indirecta en Repsol YPF la que se realice mediante cualquier sociedad en cuyo capital se participe en más de un 10%.

Serán aplicables las normas reguladoras de las ofertas públicas de adquisición de acciones respecto de cuestiones tales como la calificación como adquisición de las operaciones realizadas por grupos de sociedades o personas físicas o jurídicas que actúen concertadamente, el cómputo de participaciones cuando se disponga del derecho de voto por concepto distinto al de la titularidad dominical y la posesión o adquisición de valores o instrumentos que den derecho a la suscripción o adquisición de participaciones sociales.

También deberán notificarse al órgano administrativo competente por razón de la materia con posterioridad a su realización los acuerdos sociales de Repsol YPF y de las sociedades de su Grupo que posteriormente se citan, que tengan por objeto:

- la sustitución del objeto social y
- la disolución voluntaria, la escisión o fusión;

así como los actos que tuvieran por objeto:

- la enajenación y gravamen en cualquier forma y por cualquier título de los activos estratégicos (reservas petrolíferas o de gas, instalaciones de refino, instalaciones de almacenamiento de gas natural, instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos y oleoductos, instalaciones de envasado de GLP), partes o cuotas indivisas de los mismos de que sean titulares, siempre que se encuentren ubicados en territorio nacional, o
- la enajenación o gravamen, en cualquier forma y por cualquier título de acciones o títulos representativos del capital del que sea titular Repsol YPF en cualquiera de las sociedades de su Grupo que expresamente se citan.

Además de Repsol YPF, las sociedades de su Grupo afectadas por esta legislación son Repsol Petróleo, S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., Repsol Butano, S.A., Petróleos del Norte, S.A. y Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.

El órgano competente dispondrá de un plazo de un mes para oponerse a la operación notificada y ha de basar su oposición en la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades de la sociedad con el fin de garantizar la adecuada gestión y prestación de sus servicios, determinada de conformidad con ciertos criterios, tales como los medios patrimoniales para atender los compromisos de prestación de servicios, la seguridad en la continuidad de la entrega de bienes o prestación de servicios y en el suministro ininterrumpido a precio asequible, entre otros. En el caso de Repsol YPF, se requerirá el informe preceptivo de la Comisión Nacional de la Energía, como organismo regulador del funcionamiento del mercado energético.

Durante el citado plazo de un mes quedará suspendida la eficacia del acuerdo o acto notificado y los derechos políticos (incluidos, entre otros, el de asistencia y voto) derivados de las tomas de participación que superen el 10% del capital de la sociedad.

No producen efecto alguno los actos y acuerdos que no hayan sido notificados de conformidad con lo dispuesto en la Ley; así como los que hubieren sido llevados a efecto con la oposición de la Administración competente y los acuerdos adoptados por cualquier órgano social cuando para la constitución de éste o para la adopción de los acuerdos hubiera sido necesario computar participaciones sociales cuya adquisición no hubiera sido notificada de acuerdo con lo previsto en la Ley, se hubieran llevado a efecto con la oposición de la órgano administrativo competente o cuyos derechos políticos no fueran ejercitables por estar en suspenso.

En el caso de adquisición de participaciones sociales, y hasta que recaiga resolución del órgano administrativo correspondiente, el adquirente no podrá en ningún caso ejercitar los derechos políticos correspondientes al exceso, subsistiendo la prohibición incluso en el supuesto de ulterior transmisión de las participaciones correspondientes a tal exceso.

Este régimen se mantiene para Repsol YPF hasta el 6 de febrero de 2006.

En otro orden de cosas, Repsol YPF se halla sujeta al régimen de la denominada “golden share energética”, establecida en la Disposición Adicional 27ª de la Ley 55/1999, de 29 de diciembre, la cuál también ha sido objeto de modificación por la Ley 62/2003. En la actualidad, 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, como Repsol YPF, deberán ser notificadas a la Administración, disponiendo el Consejo de Ministros de un plazo de dos meses para reconocer o no el ejercicio de los derechos políticos correspondientes a dichas acciones, o someter el ejercicio de los mismos a determinadas condiciones en atención, entre otros, a los principios de objetividad, transparencia, equilibrio y buen funcionamiento de los mercados y sistemas energéticos. Hasta la resolución expresa o por silencio del Consejo de Ministros, las entidades mencionadas no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes a la toma de participación notificada.

Por último, el Real Decreto Ley 6/2000 estableció ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto y a la designación de miembros del órgano de administración en más de un operador principal de los mercados de hidrocarburos líquidos y gaseosos, entendiendo por operador principal, a las entidades que ostentan una de las mayores cinco cuotas del mercado en cuestión.

Las limitaciones establecidas en el Real Decreto Ley 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.

- Ninguna persona física o jurídica podrá designar, directa o indirectamente, miembros de los órganos de administración de más de un operador principal del mismo mercado.

La Ley 14/2000 extendió la aplicación de las anteriores limitaciones a los operadores principales de los mercados afectados. En su virtud, 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, ni podrá nombrar miembros de su órgano de administración.

La Comisión Nacional de la Energía podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso o la designación de miembros de los órganos de administración siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica entre operadores ni implique riesgos de coordinación en sus comportamientos estratégicos.

III.3 INFORMACIONES SOBRE EL CAPITAL

III.3.1 Importe nominal del capital suscrito y desembolsado

El capital social de Repsol YPF es actualmente de 1.220.863.463 euros, está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una y se halla totalmente suscrito y desembolsado.

III.3.2 Dividendos pasivos pendientes

Todas las acciones están totalmente suscritas y desembolsadas, no existiendo por tanto ningún importe pendiente de liberar.

III.3.3 Clases y series de acciones

El capital social está integrado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una, que están representadas por medio de anotaciones en cuenta y pertenecen a una misma clase y serie. Todas ellas confieren los mismos derechos políticos y económicos a sus titulares.

La entidad encargada del registro contable es la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores (“Sociedad de Sistemas”) y las entidades participantes autorizadas, al estar las acciones de Repsol YPF admitidas a negociación en las cuatro Bolsas de valores nacionales, de conformidad con lo dispuesto en el art. 7 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en la redacción dada a dicho precepto por la Ley 44/2002, de 22 de noviembre.

De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas y los Estatutos de la Compañía, las acciones de Repsol YPF confieren a sus titulares los siguientes derechos:

1. Derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación de la Sociedad.

Las acciones de la compañía atribuyen a sus titulares el derecho a participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación y no dan derecho a

percibir un dividendo mínimo al ser todas ordinarias. Los dividendos que produzcan las acciones podrán ser hechos efectivos en la forma que para cada caso se anuncie, siendo el plazo de prescripción del derecho a su cobro el de cinco años establecido en el Código de Comercio. El beneficiario de dicha prescripción es Repsol YPF. (Ver Capítulo VII.3 Información sobre dividendos).

2. Derecho de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones, confiriendo asimismo el derecho de asignación gratuita para el supuesto de realización de ampliaciones de capital.

3. Derecho de información, que debe ser atendido por la sociedad por cualquier medio técnico, informático o telemático. En ese sentido, la sociedad cuenta con una página web para atender el ejercicio del derecho de información por los accionistas y para difundir la información relevante

Asimismo y, de conformidad con el Reglamento de la Junta General, en todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la sociedad, formular cuestiones o sugerencias que guarden relación con las actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en la 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.

Hasta el séptimo día anterior al previsto para la celebración de la Junta, los accionistas podrán solicitar del Consejo de Administración, informaciones o aclaraciones que estimen precisas acerca de los asuntos comprendidos en el Orden del Día o formular por escrito las preguntas que estimen pertinentes.

El Consejo de Administración está obligado a facilitar la información por escrito hasta el día de la celebración de la Junta General.

Igualmente, durante la celebración de la Junta General, los accionistas de la sociedad podrán solicitar verbalmente las informaciones o aclaraciones que consideren convenientes acerca de los asuntos comprendidos en el Orden del día y, en caso de no ser posible satisfacer el derecho del accionista en ese momento, el Consejo de Administración estará obligado a facilitar esa información por escrito dentro de los siete días siguientes al de la terminación de la Junta. El Consejo de Administración estará obligado a proporcionar la información solicitada, salvo en los casos en que, a juicio del Presidente, la publicidad de la misma perjudique los intereses sociales. No procederá la denegación de información cuando la solicitud esté apoyada por accionistas que represente, al menos la cuarta parte del capital social.

4. Derecho de asistencia y voto en las Juntas Generales, si bien con relación al mismo han de destacarse las siguientes prevenciones estatutarias.

Asistencia: De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos “podrán asistir a la Junta General todos los accionistas que sean titulares de al menos 150 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. Los accionistas que no posean el número de acciones señalado podrán agruparse a efectos de asistencia, designando un representante que no necesitará ser accionista”.

De conformidad con el artículo 24 de los Estatutos Sociales *“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, siempre que se garantice debidamente la identidad de los sujetos intervinientes. La representación deberá conferirse en todo caso, con carácter especial para cada Junta, salvo lo dispuesto en el artículo 108 de la Ley de Sociedades Anónimas. Todo ello de acuerdo con los procedimientos que legalmente se establezcan y con lo previsto en el Reglamento de la Junta.”*

Voto: Los Estatutos y el Reglamento de la Junta General permiten que el voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el orden del día de cualquier clase de junta general pueda 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 sus derechos de voto.

El artículo 27 de los Estatutos sociales limita 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.

Ha de tenerse en cuenta lo señalado anteriormente en el Capítulo III.2.2 en cuanto a suspensión de los derechos políticos y posibles limitaciones en su ejercicio.

5. Obligatoriedad de prestaciones accesorias.

Las acciones emitidas por Repsol YPF no llevan aparejada prestación accesorias alguna.

III.3.4 Evolución del capital social en los últimos tres años. Descripción sucinta de las operaciones de modificación habidas en dicho plazo

III.3.4.1 Evolución del capital social de Repsol YPF en los últimos tres años.

El capital social de Repsol YPF, como anteriormente se ha dicho, es de 1.220.863.463 euros, cifra en la que quedó fijado como consecuencia del último aumento de capital llevado a cabo mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid D. Luis Máiz Cal el 15 de diciembre de 2000, con el número 4.898 de protocolo e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el día 19 de diciembre de 2000, donde causó la inscripción 188^a.

III.3.4.2 Descripción sucinta de las operaciones de modificación, cualitativas y cuantitativas, habidas en los últimos tres años.

La cifra del capital social no ha sufrido modificaciones en los últimos tres años.

III.3.5 Emisión de valores canjeables o convertibles en acciones

Repsol YPF no ha realizado ninguna emisión de obligaciones convertibles, canjeables o “warrants”.

No obstante, se han aprobado diversas autorizaciones para emitir obligaciones canjeables y convertibles en acciones (ver punto III.3.7), si bien, hasta la fecha de registro del presente Folleto Continuo, no se ha hecho uso de ninguna de ellas.

III.3.6. Ventajas atribuidas a fundadores y promotores y bonos de disfrute

No existen valores que representen ventajas atribuibles a fundadores ni promotores.

III.3.7 Autorizaciones de la Junta para aumentar el capital o emitir empréstitos convertibles en acciones

La Junta General Ordinaria celebrada el 21 de abril de 2002 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el capital de la Sociedad, en una o varias veces, en un importe igual a la mitad del capital existente en el momento de esta autorización, dentro del plazo de cinco años a contar desde la fecha de adopción del acuerdo, mediante aportaciones dinerarias, con la prima que el Consejo estime adecuada atendida la cotización bursátil de las acciones de la Sociedad.

La Junta General de Accionistas celebrada el 28 de junio de 2000, facultó al Consejo de Administración para emitir, en una o varias veces, durante un plazo de 5 años desde la adopción del acuerdo y hasta un importe máximo de 12.000 millones de euros, Obligaciones, Bonos o cualesquiera otros valores análogos, agrupados en emisiones, en euro u otras monedas, simples o con garantía de cualquier clase, incluso hipotecaria, pudiendo ser total o parcialmente canjeables por acciones ya emitidas por la propia Sociedad o de otras Sociedades. El Consejo de Administración establecerá las condiciones de cada emisión, en particular el tipo de interés fijo o variable, el precio de la emisión, los derechos accesorios que se incorporen a los Valores que se emitan, el valor nominal de cada uno, su representación mediante títulos simples o múltiples o mediante anotaciones en cuenta, forma y plazo de amortización, y cualquier otro aspecto de cada emisión, pudiendo asimismo solicitar de las Bolsas Oficiales de Comercio y demás Organismos competentes la cotización de los títulos emitidos con arreglo a las disposiciones vigentes.

La Junta General Ordinaria celebrada el 21 de abril de 2002 autorizó al Consejo de Administración para emitir obligaciones convertibles en acciones de la Repsol YPF, S.A. y/o canjeables por acciones de la misma o de otras sociedades, por importe de 3.000 millones de euros dentro del plazo de cinco años a contar desde el acuerdo de la Junta; la determinación de las bases y modalidades de la conversión o canje y la ampliación de capital en la cuantía necesaria.

En el orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 31 de marzo de 2004, no se incluía propuesta alguna del Consejo de Administración sobre aumentos de capital o emisión de empréstitos convertibles en acciones.

A la fecha del registro del presente Folleto Informativo Continuado no se ha hecho uso de ninguna de estas autorizaciones.

III.3.8 Condiciones a las que los Estatutos someten las modificaciones del capital social

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF no establecen preceptos diferentes a los contenidos en la Ley de Sociedades Anónimas sobre modificaciones de capital.

III.4 ADQUISICIÓN DERIVATIVA DE ACCIONES PROPIAS

A la fecha de verificación del presente Folleto, la Sociedad no tiene, ni por sí ni a través de las sociedades controladas (consolidables o no) de su Grupo, acciones propias en cartera. Tampoco las ha tenido durante el año 2002, ni el año 2003, ni hasta la fecha de registro del presente folleto.

La Junta General de Accionistas de Repsol YPF celebrada el 31 de marzo de 2004 acordó autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio directo o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que represente el 5% del capital social y por un precio de contraprestación que no podrá ser inferior al valor de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Esta autorización se supedita al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tiene una duración de 18 meses contados a partir de la fecha del acuerdo y deja sin efectos la autorización acordada en los mismos términos en la Junta General de Accionistas de 4 de abril de 2003.

Hasta la fecha no se ha hecho uso de esta autorización.

A la fecha de registro del presente Folleto, ni Repsol YPF, ni ninguna de las sociedades del Grupo Repsol YPF, consolidables o no, poseían acciones de Repsol YPF.

III.5 BENEFICIOS Y DIVIDENDOS POR ACCIÓN DE LOS TRES ÚLTIMOS EJERCICIOS

Las siguientes tablas muestran los beneficios y dividendos de Repsol YPF, S.A. y del Grupo Repsol YPF correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003:

GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO	2001	2002	2003
Beneficio atribuido a la sociedad dominante (MM. euros)	1.025	1.952	2.020
Capital social (MM. euros)	1.221	1.221	1.221
Nº de acciones	1.220.863.463	1.220.863.463	1.220.863.463
Beneficio por acción (euros) ¹	0,84	1,60	1,65
P.E.R. ²	19,51	7,88	9,37
PAY-OUT	25,0%	19,4%	24,3%
Dividendo por acción (euros)	0,21	0,31	0,40
REPSOL YPF, S.A.	2001	2002	2003
Beneficio neto (MM. euros)	1.864	1.292	715
Capital social (MM. euros)	1.221	1.221	1.221
Nº de acciones	1.220.863.463	1.220.863.463	1.220.863.463
Beneficio por acción (euros) ¹	1,53	1,06	0,59
P.E.R. ²	10,73	11,89	26,20
PAY-OUT	13,7%	29,3%	67,8%
Dividendo por acción (euros)	0,21	0,31	0,40

(1) Este dato se refiere al beneficio de las acciones ordinarias. Adicionalmente el Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital Ltd. llevó a cabo en octubre de 1997, una emisión de participaciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares en las siguientes condiciones:

- 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.
- Condicionabilidad: 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.

Asimismo Repsol International Capital, Ltd. llevó a cabo dos nuevas emisiones de participaciones preferentes durante el ejercicio 2001, una por importe de 1.000 millones de euros en mayo y otra por

importe de 2.000 millones de euros en diciembre, en las siguientes condiciones:

- Dividendo: Euribor a tres meses con un mínimo del 4% y un máximo del 7% durante los primeros diez años y posteriormente Euribor a tres meses más 3,5%.
 - 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.
 - Condicionabilidad: el pago del dividendo preferente 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.
- (2) La cotización con la que se ha calculado el PER ha sido la del último día de cada uno de los ejercicios referidos (31 de diciembre de 2001, 16,38 euros por acción, 31 de diciembre de 2002, 12,60 euros por acción y 31 de diciembre de 2003, 15,46 euros por acción).

La información relativa a la sociedad Repsol YPF, S.A. se incluye a efectos meramente indicativos. No obstante, la información más relevante a los efectos de este Folleto se encuentra en la información del primer cuadro referido al Grupo Repsol YPF consolidado.

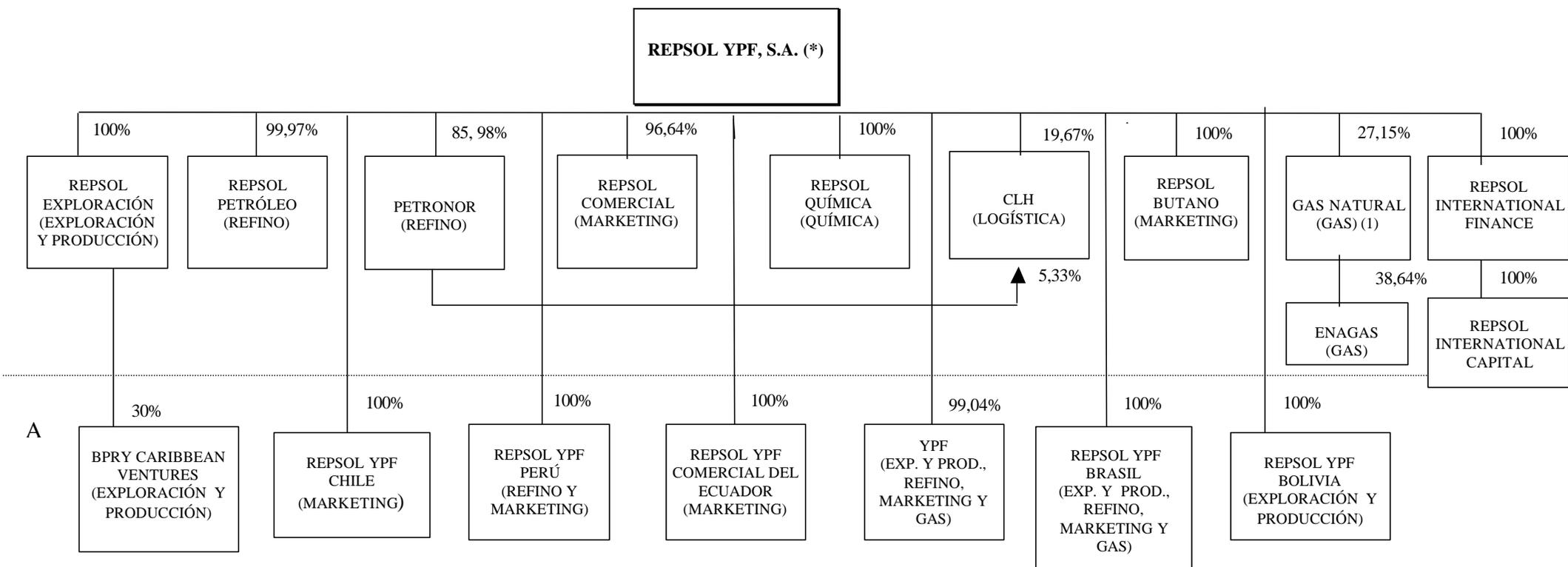
III.6 GRUPO REPSOL YPF. PRINCIPALES SOCIEDADES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2003

III. 6.1 Estructura del Grupo Repsol YPF

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Repsol YPF, que al 31 de diciembre de 2003 participaba directa e indirectamente en 383 empresas, ejerciendo en 178 de ellas un control efectivo.

A continuación se ilustra, de forma gráfica, las principales sociedades que integran el Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2003:

GRUPO REPSOL YPF. PRINCIPALES SOCIEDADES



(*) Porcentaje de participación directa e indirecta. Para una información más detallada ver apartado III.6.3.

A Principales sociedades en Latinoamérica.

(1) Durante el primer trimestre de 2004 el Grupo Repsol YPF ha aumentado su participación en Gas Natural hasta el 30,8%.

Seguidamente se detallan, de forma resumida, el balance de situación y la cuenta de pérdidas y ganancias a 31 de diciembre de 2003 de los principales subgrupos que componen el Grupo Repsol YPF, de acuerdo con la estructura que figura en el organigrama antes expuesto:

BALANCE DE SITUACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

(Millones de euros)

CONCEPTO	Repol YPF S.A.	Repol Exploración	Repol Petróleo	Petrocor	Repol Comercial	Repol Química	Repol Biotano	Subgrupo Gas Natural	RIE, B.V.	Subgrupo YPF	Subgrupo Repol YPF Perú	Subgrupo Repol YPF Ecuador	Subgrupo Repol YPF Brasil	Subgrupo Repol YPF Chile	Subgrupo Repol YPF Bolivia	Resto de Compañías	Agregado	Ajustes y eliminaciones de consolidación	Consolidado
Gastos de establecimiento	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,0	0,0	23,0
Inmovilización Inmaterial Neto	48,1	0,2	4,6	0,0	312,1	13,6	5,1	313,3	0,0	31,7	3,3	4,0	38,2	18,2	0,0	281,5	1.075,9	(83,3)	992,0
Inmovilización Material Neto	536,0	1,6	1.383,0	178,3	939,3	679,4	493,4	1.398,7	0,0	6.497,1	382,8	71,2	346,2	49,8	776,9	3.661,7	16.645,4	2.325,9	19.471,0
Inmovilización Financiera	15.678,0	1.331,9	433,2	60,5	168,3	282,3	196,0	181,4	7.437,2	285,4	1,0	0,4	26,2	17,5	27,9	(638,0)	25.489,9	(24.028,8)	1.461,0
TOTAL INMOVILIZADO	14.285,1	1.333,7	1.829,8	238,8	1.419,7	955,2	696,5	1.853,4	7.437,2	6.814,2	287,1	25,6	410,4	105,5	804,8	2.705,2	43.234,2	(21.286,2)	21.947,0
Fondo de Comercio de Consolidación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,9	0,0	13,0	25,8	0,1	190,8	(0,2)	0,0	292,7	553,1	1.946,0	2.496,0
Gastos amortizables	20,3	0,0	5,2	0,7	52,0	18,2	1,6	112,9	13,0	52,5	3,2	7,8	6,1	7,0	0,0	348,3	646,0	(6,3)	642,0
Impuestos anticipados	1.693,1	189,5	28,0	6,8	43,6	3,7	29,0	35,1	0,0	126,6	0,2	0,0	13,0	0,0	0,0	97,0	2.198,7	(0.274,3)	324,0
Existencias	5,8	0,0	765,2	244,5	93,9	163,2	90,0	86,2	0,0	289,2	98,2	1,7	50,2	8,2	5,4	287,5	2.121,6	(0,2)	2.189,0
Deudores	995,3	70,7	1.353,6	233,7	532,8	403,6	92,2	361,6	7,2	738,2	72,0	12,2	112,6	33,5	218,0	1.527,2	6.544,3	(1.962,6)	4.582,0
Inversiones financieras temporales	2.077,0	1.053,2	85,1	160,7	73,7	19,6	285,3	154,9	1.493,7	1.921,1	80,1	0,0	55,1	22,8	29,5	2.637,1	10.795,1	(6.674,2)	5.651,0
Tesorería	0,1	0,0	0,2	0,8	0,2	9,6	0,7	18,7	0,0	114,6	6,2	2,4	13,9	1,1	10,4	57,0	246,6	0,0	247,0
Ajustes por presentación	1,0	0,3	5,4	1,0	0,4	1,7	1,2	4,2	0,0	10,2	0,6	0,1	0,0	0,0	1,2	7,1	33,2	0,0	35,0
TOTAL ACTIVO CIRCULANTE	3.699,6	1.125,0	2.027,6	630,7	781,0	602,6	409,8	615,0	1.500,9	3.064,3	307,2	16,4	231,8	64,7	284,5	4.435,9	19.652,0	(7.649,7)	12.004,0
TOTAL ACTIVO	21.698,1	2.568,8	3.881,7	873,0	2.216,9	1.584,8	1.194,9	2.491,1	8.961,4	10.072,6	531,7	49,7	852,3	171,4	1.069,3	7.899,1	66.306,8	(28.273,5)	38.033,0

(Millones de euros)

CONCEPTO	Repol YPF S.A.	Repol Exploración	Repol Petróleo	Petrocor	Repol Comercial	Repol Química	Repol Biotano	Subgrupo Gas Natural	RIE, B.V.	Subgrupo YPF	Subgrupo Repol YPF Perú	Subgrupo Repol YPF Ecuador	Subgrupo Repol YPF Brasil	Subgrupo Repol YPF Chile	Subgrupo Repol YPF Bolivia	Resto de Compañías	Agregado	Ajustes y eliminaciones de consolidación	Consolidado
Ferrocarril Neto	12.036,0	459,3	784,0	439,0	927,7	68,4	220,0	1.346,7	837,1	6.580,8	153,1	39,0	337,9	136,2	499,7	787,8	25.747,0	(11.314,7)	13.632,0
Socios Externos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,6	0,0	0,0	69,2	0,0	0,0	0,7	182,9	3.679,6	3.990,9	(6,1)	4.654,0
Subvenciones e ingresos a distrib. en varios ejes.	976,9	142,7	47,4	11,0	1,4	2,0	10,6	80,8	4,5	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	0,0	(0,3)	1.286,5	(917,4)	349,0
Provisiones para riesgos y gastos	76,5	39,2	163,3	13,0	122,7	13,7	80,0	62,8	0,0	380,2	0,3	0,0	5,8	0,0	11,2	480,1	1.538,7	(73,8)	1.455,0
Impuestos diferidos	331,8	0,1	3,6	14,8	7,2	0,7	13,0	37,9	0,0	77,3	32,7	(0,7)	0,0	3,3	27,4	314,2	752,3	(78,2)	674,0
Acreedores a largo plazo	7.283,7	91,2	193,2	2,5	37,0	169,2	544,1	721,4	4.340,2	866,1	0,0	0,0	122,2	25,0	115,2	463,7	15.028,2	(7.343,6)	7.685,0
Acreedores a corto plazo	1.172,6	1.836,3	2.690,1	392,7	1.120,9	1.333,5	331,2	563,9	3.803,5	1.808,6	270,4	11,4	378,6	29,1	232,9	2.811,5	17.994,2	(7.886,9)	10.104,0
TOTAL PASIVO	21.698,1	2.568,8	3.881,7	873,0	2.216,9	1.584,8	1.194,9	2.491,1	8.961,4	10.072,6	531,7	49,7	852,3	171,4	1.069,3	7.899,1	66.306,8	(28.273,5)	38.033,0

CUENTA DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

(Millones de euros)

CONCEPTO	Repsol YPF S.A.	Repsol Exploración	Repsol Petróleo	Petromex	Repsol Comercial	Repsol Química	Repsol Butano	Subgrupo Gas Natural	REE, I.V.	Subgrupo YPF	Subgrupo Repsol YPF Perú	Subgrupo Repsol YPF Ecuador	Subgrupo Repsol YPF Brasil	Subgrupo Repsol YPF Chile	Subgrupo Repsol YPF Bolivia	Resto de Compañías	Agregado	Ajustes y eliminaciones de consolidación	Consolidado
Ingresos operativos con empresas del grupo consolidado	378,8	137,6	5.519,9	2.470,5	(31,9)	109,6	31,6	52,6	0,0	673,6	184,0	2,7	0,0	0,0	16,0	1.975,7	14.540,7	(14.540,7)	0,0
Importe neto de la cifra de negocios	0,0	187,7	2.301,1	824,8	10.703,9	1.572,7	1.126,0	1.395,8	0,0	6.480,1	1.155,0	189,7	952,6	362,7	254,4	8.307,9	35.972,4	96,4	36.069,0
Otros ingresos de explotación	405,6	9,2	95,0	(8,9)	-35,8	27,2	46,1	19,0	0,0	187,4	40,2	0,4	8,4	0,0	38,2	280,8	1.174,6	(36,7)	1.137,0
Gastos operativos de empresas del grupo consolidado	(39,8)	(142,4)	(2.919,6)	(891,4)	(9.609,8)	(897,1)	(500,6)	(19,9)	0,0	(33,6)	(644,2)	(0,1)	(76,1)	(85,1)	(0,6)	945,4	(4.780,2)	14.708,2	0,0
Consumos y otros gastos externos	(582,4)	(63,9)	(7.403,2)	(2.405,5)	(7.59,0)	(655,5)	(164,5)	(1.877,3)	(0,6)	(1.884,9)	(682,0)	(184,1)	(858,9)	(257,4)	(209,5)	(10.089,5)	(9.699,4)	(217,2)	(29.917,0)
Gastos de personal	(117,0)	(34,1)	(168,4)	(52,3)	(40,2)	(70,0)	(55,5)	(61,3)	(0,4)	(206,7)	(15,3)	(2,3)	(19,8)	(6,3)	(11,7)	(250,5)	(1.111,8)	0,0	(1.111,0)
Dotaciones para amortizaciones del Inmovilizado	(77,7)	(14,5)	(161,9)	(62,2)	(132,8)	(116,8)	(48,9)	(97,9)	0,0	(83,3)	(21,6)	(1,1)	(11,3)	(5,2)	(45,6)	(371,8)	(1.988,4)	(256,8)	(2.245,0)
Variación de provisiones de tráfico	0,0	(1,3)	(26,3)	(0,8)	(4,4)	(2,8)	(1,1)	(5,9)	0,0	(8,2)	(0,4)	(0,2)	(2,9)	(1,1)	0,0	(20,6)	(71,5)	(1,3)	(73,0)
RESULTADO OPERATIVO	47,3	58,3	236,6	84,0	141,6	(32,4)	133,1	205,1	(0,0)	2.390,4	12,7	1,9	(8,0)	7,4	41,4	778,0	4.116,4	(256,1)	3.860,0
RESULTADO FINANCIERO	1.575,4	46,8	88,5	23,7	24,5	(35,5)	(9,3)	(15,8)	50,4	(7,2)	(5,9)	(0,8)	38,1	(1,1)	(12,4)	12,5	1.771,9	(2.171,9)	(400,0)
AMORTIZACIÓN DEL FONDO DE COMERCIO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(4,9)	0,0	(3,8)	(3,3)	0,0	(127)	0,3	0,0	(9,2)	(33,6)	(140,5)	(174,0)
RDO. EN SOC. CONSOLIDADAS PUESTA EN EQUIV.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,6	0,0	60,0	0,0	0,0	(0,3)	1,9	(1,4)	54,1	129,9	16,3	146,0
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	(1.689,4)	61,6	(29,2)	(2,6)	(37,2)	(25,8)	(11,0)	(2,3)	140,6	(19,4)	4,4	(0,8)	(1,6)	(0,4)	(6,7)	(497,4)	(2.115,4)	1.961,5	(154,0)
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS Y ANTES DE SOC. EXTERNOS	(66,7)	166,7	295,9	105,1	148,9	(93,9)	112,8	197,7	189,0	2.420,0	8,9	0,3	15,5	8,3	22,9	337,8	3.869,2	(590,7)	3.278,0
IMPUESTO DE SOCIEDADES	781,7	(26,4)	(88,3)	(22,3)	(41,4)	37,5	(37,2)	(44,8)	(9,0)	(891,8)	(9,4)	0,0	(18,7)	0,0	(2,3)	(215,4)	(578,7)	(469,3)	(1.048,0)
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPUESTOS Y ANTES DE SOC. EXTERNOS	715,0	140,3	215,1	82,8	107,5	(56,4)	75,6	152,9	180,0	1.528,2	(0,5)	1,1	(3,2)	9,3	20,6	122,4	3.290,5	(1.060,0)	2.230,0
RESULTADO ATRIBUIDO A SOCIOS EXTERNOS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	(11,1)	0,0	0,0	(0,1)	0,0	(0,8)	(0,5)	(11,4)	(159,8)	(182,0)	(27,9)	(210,0)
BENEFICIO NETO DEL PERÍODO	715,0	140,3	215,1	82,8	107,5	(56,4)	76,1	141,8	180,0	1.528,2	(0,6)	1,1	(4,0)	9,0	9,2	(36,6)	3.108,5	(1.087,9)	2.020,0

III.6.2 Repsol YPF, S.A

La composición del inmovilizado financiero de Repsol YPF, S.A. al 31 de diciembre de 2003 es la siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Participaciones en Empresas del Grupo y asociadas	15.617
Otro inmovilizado financiero	<u>61</u>
Total inmovilizado financiero	15.678

A continuación se detallan las participaciones de Repsol YPF, S.A. en Empresas del Grupo y asociadas al 31 de diciembre de 2003:

SOCIEDADES PARTICIPADAS POR REPSOL YPF, S.A.

Nombre	Millones de euros	Actividad	% de participación		Millones de euros (2)			
	Valor de la Inversión		Directa	Total	Capital	Reservas	Resultado de 2003	Dividendo a cuenta
Repsol YPF Chile LTDA.	106	Admón. de inversiones de YPF en Chile	99,99%	100,00%	82	26	8	-
Repsol Exploración, S.A.	258	Exploración y producción de hidrocarburos	99,99%	100,00%	25	505	214	(210)
Repsol Química, S.A.	104	Productos petroquímicos	99,99%	100,00%	61	62	(51)	-
Repsol Butano, S.A.	87	Distribución de GLP	99,99%	100,00%	59	122	74	-
Repsol Petróleo, S.A.	613	Refino	99,97%	99,97%	218	527	218	(181)
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	46	Comercialización de productos petrolíferos	18,39%	99,76%	335	516	113	(36)
Petróleos del Norte, S.A. - PETRONOR	258	Refino	85,98%	85,98%	121	293	83	(58)
Gas Natural SDG, S.A. (1) (3) y (4)	399	Comercialización y distribución de gas	24,23%	27,15%	448	3.479	512	(95)
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. (3)	110	Transporte y almacenamiento de prod. petrolíferos	19,67%	25,00%	84	142	84	(60)
Repsol International Finance B.V.	564	Financiera y tenencia de participaciones	100,00%	100,00%	283	532	23	-
Repsol Portugal, Petróleo y Derivados, Lda.	99	Comercialización de productos petrolíferos	97,44%	100,00%	43	61	(1)	-
Repsol Italia, S.P.A.	3	Comercialización de productos petrolíferos	99,99%	100,00%	2	0	1	-
Repsol YPF Perú B.V.	169	Tenencia de participaciones	100,00%	100,00%	99	48	5	-
YPF, S.A. (3) y (4)	11.700	Exploración y producción de hidrocarburos	91,95%	99,04%	4.322	1.157	1.352	-
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	43	Comercialización de hidrocarburos	100,00%	100,00%	55	(15)	2	-
Proyectos Integrados Energéticos, S.A.	24	Proyectos Energéticos	100,00%	100,00%	24	0	3	-
Repsol YPF Brasil, S.A.	331	Explotación y comercialización de hidrocarburos	99,99%	100,00%	470	(151)	1	-
Repsol YPF Bolivia, S.A.	699	Sociedad de cartera	99,83%	100,00%	849	(256)	4	-
Otras participaciones	4		-	-	-	-	-	-

15.617

(1) Sociedad auditada por Price WaterhouseCoopers Auditores, S.L.

(2) Datos de las compañías utilizados a efectos de la elaboración de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, S.A. al 31 de Diciembre de 2003.

(3) A 31 de Diciembre de 2003 estas sociedades tenían admitidas a cotización oficial las acciones que se indican a continuación:

(4) En estas sociedades los datos corresponden a las magnitudes consolidadas de los respectivos subgrupos.

Compañía	Número Acciones Cotizadas	Bolsa	Valor de cierre	Valor medio Último Trimestre	Moneda
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	70.058.450	Bolsas de Valores españolas	27	26,08	Euros
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	M. Continuo de las Bolsas de Valores españolas	18,55	16,99	Euros
YPF, S.A.	393.312.793	Buenos Aires - Nueva York	109 - 37,02	95,85 - 32,87	Pesos - Dólares

III.6.3 Grupo Repsol YPF

Sociedades Consolidadas

La elaboración de las cuentas anuales consolidadas de 2003 del Grupo Repsol YPF incluye además de Repsol YPF, S.A. a las sociedades que se indican en los cuadros que se exponen a continuación.

Como se puede observar algunas sociedades del Grupo presentan a 31 de diciembre de 2003 patrimonio neto negativo. En todos estos casos, Repsol YPF estará a lo dispuesto en la legislación mercantil del país en que cada una de esas sociedades se encuentra radicada, de forma que aportará los recursos necesarios para que el capital social represente el porcentaje de fondos propios requeridos, como es el caso de la legislación mercantil española, a fin de que la sociedad no se encuentre inmersa en causa de disolución. Además, dotará a sus filiales de los recursos propios necesarios para el normal desarrollo de su actividad social.

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros					
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos 2003	Divid a ca	P.Net (2)	Valor Invers (3)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,64	526,78	218,10	(180,77)	781,52	613,12
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.(RYLESA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Distribución y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100	5,38	21,93	13,49		40,80	5,49
Estasur, S.A.	España	RYLESA	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Distribución y comercialización de lubricantes	P.E.	99,97	100	0,15	0,89	0,84		1,88	1,24
Euroboxes, S.A.	España	RYLESA	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Explotación de talleres y otras actividades	P.E.	99,94	100	0,06	*	*		0,08	0,06
Gerpesa	España	RYLESA		Otras actividades	P.E.	99,97	100	0,14	0,37	*		0,52	0,27
Repsol Eléctrica de Distribución, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	P.E.	99,97	100	0,06	0,80	0,39		1,25	0,06
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	P.E.	49,99	50,00	8,53	8,19	0,92	(0,50)	8,57	8,60
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100	100	0,10	0,20	39,45		39,75	0,10
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	RYTTSA.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100	100	0,05	0,49	0,20		0,74	0,12
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	*	(16,08)	(4,76)		(20,84)	0,00
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	Trinidad y T.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	25,00	25,00	110,52	(0,00)	-		27,63	27,60
Atlantic 2/3 Company of Trinidad & Tobago	Trinidad y T.	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.G. ⁽⁶⁾	25,00	100	110,52	(29,68)	52,25		133,08	110,32
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribución de GLP	I.G.	100	100	58,70	121,70	73,78		254,18	87,05
Repsol Maroc	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	99,88	100	1,35	(1,05)	(0,31)		(0,01)	0,00
National Gaz	Marruecos	Repsol Maroc		Comercialización de gas	P.E.	99,86	100	0,45	0,63	0,20		1,28	4,87
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	I.G.	85,00	85,00	21,85	0,79	5,92		24,28	30,10
Comsergas	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,56	0,01	0,07		0,40	0,84
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	42,50	50,00	*	-	0,67		0,34	0,16
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de gas natural	P.E.	75,73	100	0,27	-	(0,67)		(0,40)	0,00
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Distribución y comercialización de GLP	I.G.	100	100	5,83	2,09	1,17		9,08	21,20
Autogas, S.A.	Ecuador	Duragas, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	60,36	60,36	0,99	0,17	(0,14)		0,62	0,69
Semapesa	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100	100	0,05	0,69	(0,18)		0,56	0,35
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	YPF S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	127,24	-	3,48		130,72	120,86
Repsol YPF Gas Chile, Ltda.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.	OPESSA	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	135,66	(8,42)	3,48		130,72	130,72
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol YPF Gas Chile, Ltda.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	72,99	(3,11)	23,45	(16,01)	34,79	34,79
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,61	99,61	45,25	(16,59)	3,78		32,32	68,17
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.		Distribuidora de GLP	P.E.	29,85	29,97	3,51	3,32	0,46		2,18	2,73
Repsol YPF Comercial de la Amazonía, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	100	100	0,11	-	(0,12)		(0,01)	0,11
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	100	2,02	-	6,09		8,11	1,71
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	51,00	51,00	0,15	3,51	1,19		2,48	2,44
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A.	Distribución y comercialización de GLP	P.E.	100	100	1,30	(1,40)	(1,30)		(1,40)	0,00
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	P.E.	100	100	1,45	-	(0,14)		1,31	1,33
Repsol Portugal Gas de Petróleo Liquefeito, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.	R. YPF Lubricantes y Especialidades	Distribución y comercialización de GLP	I.G.	100	100	0,10	10,60	0,50		11,20	10,87
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (RCPD)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	100	334,76	515,54	113,00	(35,59)	933,34	209,79
Gasóleos y Lubricantes, GASOLUBE, S.A.	España	RCPD		Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	0,06	0,21	0,22		0,49	0,44
Gasolube Noroeste, S.A.	España	RCPD		Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	0,10	(0,03)	0,32		0,39	1,75
Gasolube Andalucía, S.L.	España	RCPD		Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	*	-	0,05		0,05	0,86
Gasolube Castilla y León, S.L.	España	RCPD		Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	0,04	0,03	0,16		0,23	0,29
CAMPSARED	España	RCPD.	Repsol Petróleo, S.A.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100	8,41	18,00	25,91		52,33	34,26
Sociedad Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	RCPD	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de	P.E.	43,69	45,00	15,09	(6,49)	0,33		4,02	4,85

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros						
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos 2.003	Divid a ca	P.Net (2)	Valor Invers (3)	
Air Miles España, S.A.	España	RCPP		pdtos. petrolíferos										
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	RCPP		Gestión tarjeta afiliación Travel Club	P.E.	21,75	22,50	0,25	0,35	(0,00)		0,13	0,02	
Hinia, S.A.	España	RCPP	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,12	0,09	0,08		0,10	0,04	
Autoclub Repsol S.L.	España	RCPP		Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	96,68	100	0,60	2,57	0,66		3,83	1,07	
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.		Servicios relacionados con la automoción	P.E.	57,99	60,00	3,00	3,12	(0,26)		3,52	3,67	
Autoclub Repsol Servicios S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.		Asistencia en carretera	P.E.	57,99	100	0,03	*	0,10		0,13	0,07	
Autoclub Repsol Correduría de Seguros S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.		Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	57,99	100	*	*	*		*	*	
Asiru, S.A.	España	RCPP		Correduría de seguros	P.E.	57,99	100	*		(0,13)		(0,13)	0,00	
Noroil, S.A.	España	RCPP	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	1,14	0,29	0,06		1,49	1,40	
Solred, S.A.	España	RCPP	Repsol YPF, S.A.	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	67,66	70,00	1,51	0,30	0,07		1,32	1,06	
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	RCPP		Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,65	100	7,28	6,30	8,92		22,50	7,76	
Terminales Canarias, S.L.	España	RCPP		Comerc. pdtos. en EE.SS. y tiendas conveniencia	P.E.	48,33	50,00	5,41	1,84	0,55		3,90	2,70	
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	48,33	50,00	20,82	1,20	0,26		11,14	10,41	
CLH Aviación, S.A.	España	CLH		Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	24,25	25	84,07	141,63	83,91	(59,55)	62,52	121,25	
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	I.G. (6)	24,25	100	21,00	16,98	2,88		40,86	31,70	
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,50	293,40	83,42	(57,60)	378,07	257,97	
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de pdtos. asfálticos	I.G.	85,98	100	0,10				0,10	0,10	
Repsol Exploración Trinidad, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	24,62	504,72	214,37	(210,00)	533,71	258,37	
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,81	13,39	(0,18)		15,02	15,01	
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,94	(0,65)	(2,39)		(1,10)	0,00	
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,94	(0,65)	(3,89)		(2,60)	0,00	
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	3,97	201,84	71,08	(50,15)	226,74	117,36	
Repsol Oil Operations AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	7,83	299,26	128,19	(100,02)	335,26	393,18	
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	40,00	40,00	0,06	0,03	0,36		0,18	*	
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	40,00	40,00	0,07	0,31			0,15	*	
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	4,74	199,07	(155,27)		48,54	48,54	
Repsol Exploración Securé, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,06	(0,02)	(5,40)		(5,36)	0,00	
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,87	(0,62)	(1,05)		0,20	0,20	
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,67	(0,22)	(3,82)		(3,37)	0,00	
Repsol Exploración Kazakhstán, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,18	(0,06)	(0,98)		(0,86)	0,00	
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,18	(0,06)	(0,30)		(0,18)	0,00	

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros							
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos 2.003	Divid a ca	P.Netto ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾		
Repsol YPF Eléctrica de Brasil, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	hidrocarburos											
Repsol Exploración Azerbaiyan, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,18	0,03	0,87		1,08	1,00		
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,07	(0,02)	(0,29)		(0,24)	0,00		
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	272,71	(277,78)	36,84		31,77	39,47		
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	13,09	(83,62)	40,97		(29,56)	0,00		
BPRY Caribbean Ventures LLC	Trinidad y T.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	971,77	(23,44)	358,01		391,90	1.293,48		
BP Amoco Trinidad & Tobago	Trinidad y T.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100	286,24	82,92	430,52	(357,30)	442,38	286,24		
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,07	131,89	(5,38)		63,29	11,25		
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	225,89	307,95	(0,74)		533,10	530,39		
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	99,47	48,49	5,08		153,05	168,40		
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,40	0,17	(0,04)		0,53	0,40		
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Refinadores de Perú, S.A.		Refino	I.G.	50,29	50,29	116,68	22,47	3,72		71,85	102,55		
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles	I.G.	100	100	24,78	(0,57)	0,12		24,32	25,32		
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.		Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100	100	55,49	(14,67)	1,96		42,78	42,82		
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.		Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100	100	4,05	(2,88)	(0,86)		0,31	4,12		
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100	100	282,79	531,55	22,59		836,93	564,04		
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	*	39,71	24,87		64,58	*		
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y T.	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	193,53	-	126,98	(126,98)	38,71	38,70		
Atlantic LNG	Trinidad y T.	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.G. ⁽⁶⁾	20,00	100	193,53	35,00	175,16	(126,98)	276,71	193,65		
Repsol International Capital	I. Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100	100	0,66	(94,98)	(44,74)		(139,06)	0,70		
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100	100	*	*	*		*	*		
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100	100	*	55,82	(5,96)		49,86	*		
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	463,77	*	54,16		517,92	375,72		
CAVEANT	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Financiera	I.G.	100	100	2,83	66,35	18,72		87,90	92,10		
Gaviota RE	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Reaseguros	I.G.	100	100	1,80	-	-		1,80	1,80		
Cormorán RE	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Reaseguros	I.G.	100	100	1,50	-	-		1,50	1,32		
Repsol (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	100	100	19,83	(18,41)	-		1,42	1,39		
Repsol Occidental Corporation	EE.UU.	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	25,00	25,00	0,32	44,47	57,57	(92,90)	2,37	12,61		
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Productos petroquímicos	I.G.	100	100	60,50	62,30	(50,76)		72,04	103,90		
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Productos petroquímicos	I.G.	100	100	17,40	(1,60)	(1,50)		14,30	13,50		
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.		Productos químicos	P.E.	100	100	3,10	5,20	0,30		8,60	4,80		
Repsol Polívar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S		Productos petroquímicos	P.E.	100	100	0,50	(0,40)	0,20		0,30	0,00		
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Productos químicos	I.G.	100	100	3,00	37,60	2,00		42,60	27,60		
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Cogeneración eléctrica	P.E.	39,00	39,00	1,80	2,00	0,40		1,64	1,50		
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de caucho sintético	I.P.	50,01	50,01	16,80	42,80	(1,30)		29,16	8,40		
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pptos. químicos	P.E.	49,99	49,99	33,68	3,40	(3,25)		16,91	17,00		
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Gestión de Dynasol Elastómeros	P.E.	50,00	50,00	0,10	0,20	-		0,15	0,00		
Repsol Portugal Petróleo e Derivados, Ltda.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	R. YPF Lubricantes y Especialidades	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100	100	43,40	60,60	(1,40)		102,60	98,32		
Gespost	Portugal	Repsol Portugal Petróleo e Derivados, Ltda.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	99,67	100	0,03	0,50	(0,50)		0,03	0,00		
Repsol Italia	Italia	Repsol YPF, S.A.	R. YPF Lubricantes y Especialidades	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100	100	1,90	0,40	0,70		3,00	3,00		
Gas Natural SDG, S.A. ⁷	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	27,15	27,15	447,88	3.479,19	512,34	(95,03)	1.179,50	632,74		

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros					
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos 2.003	Divid a ca	P.Netto ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾
Sagane, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	27,15	100	94,80	11,90	25,45	(11,77)	120,38	42,00
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	19,71	72,60	0,09	94,27	59,52	-	111,72	74,50
Metragaz, S.A.	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	19,64	72,33	3,44	0,89	0,66	-	3,61	2,87
Grupo Enagás, S.A. ⁽⁵⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento y transporte de gas	P.E.	10,49	38,64	358,10	460,89	142,02	(28,65)	360,26	110,49
Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Transporte y distribución de gas	P.E.	5,57	20,50	47,32	140,81	1,09	-	38,79	19,62
Gas Natural Soluciones S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	27,15	100	0,23	0,03	-	-	0,26	0,98
Kromschroeder, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Contadores	P.E.	11,54	42,52	0,66	10,49	0,41	-	4,92	3,55
Natural Energy, S.A.	Argentina	Kromschroeder, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	13,54	72,00	0,03	(0,05)	0,37	-	0,25	0,01
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	24,46	90,10	6,33	77,37	12,89	-	87,02	6,29
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	25,79	95,00	6,90	14,66	0,06	-	20,54	6,43
Gas Natural Distribución Eléctrica	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	27,15	100,00	0,15	-	(0,00)	-	0,15	0,15
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	23,76	87,50	2,70	8,73	1,84	-	11,61	2,62
Gas Navarra, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	24,43	89,99	3,60	25,10	21,26	-	44,96	15,61
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	16,83	62,00	32,65	2,41	1,11	-	22,42	26,15
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Gas Galicia SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	15,32	91,00	1,80	*	(0,55)	-	1,14	2,55
Gas Aragón, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	P.E.	9,50	35,00	5,89	15,05	6,80	-	9,71	2,95
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	ESESA	Sociedad de cartera	I.P.	27,15	100	0,16	0,82	0,03	-	1,01	0,29
Gas Natural Informática, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	27,15	100	19,92	4,86	(2,47)	-	22,30	19,95
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática de gas	I.P.	27,15	100	12,41	22,14	8,58	-	43,13	27,26
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	27,15	100	0,30	1,71	*	-	2,03	6,10
La Energía, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	27,15	100	10,65	(0,17)	0,31	-	10,79	10,99
A.E. Sanitaria Vall d' Hebrón	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	22,06	81,25	1,71	0,24	0,02	-	1,60	1,39
Sociedad de Tratamiento Hornillos S.L.	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	21,72	80,00	1,25	-	*	-	1,00	1,00
UTE La Energía-SPA	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	16,29	60,00	1,07	*	0,18	-	0,75	0,65
A.E.C.S. Hospital Trias i Pujol	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	13,58	50,00	0,45	0,03	0,02	-	0,25	0,45
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.P.	27,15	100	2,40	16,80	24,60	-	43,80	0,60
Invergas Puerto Rico	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	27,15	100	0,06	(0,01)	(0,20)	-	(0,15)	0,37
Buenergía Gas & Power Ltd.	Puerto Rico	Invergas Puerto Rico		Sociedad de cartera	I.P.	25,79	95,00	0,09	(78,83)	(2,04)	-	(76,75)	44,09
Ecoeléctrica Holding Ltd.	Puerto Rico	Buenergía Gas & Power LTD.		Sociedad de cartera	I.P.	12,90	50	31,62	(2,88)	-	-	14,37	29,25
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holding Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de electricidad	I.P.	12,90	100	31,62	(27,15)	1,86	-	6,34	31,62
Ecoeléctrica Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holding Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	12,90	100	0,32	(0,03)	-	-	0,29	0,32
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad doméstico y gestión	I.P.	27,15	100	2,70	8,27	0,04	-	11,01	1,45
UTE GNS-Dalkia Energía	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.		Gestión energética	I.P.	13,58	50,00	*	(0,11)	(0,02)	-	(0,06)	*
Iradia Climatización AIE	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	ESESA	Gestión energética	I.P.	27,15	100,00	0,31	0,06	*	-	0,38	0,31
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación y comercialización de electricidad	I.P.	27,15	100	0,06	0,23	(0,25)	-	0,04	0,06
Gas Natural Trading SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamientos	I.P.	27,15	100	0,06	6,46	72,58	-	79,10	0,06
Desarrollo del Cable, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	27,15	100	21,06	18,85	7,83	-	47,74	21,10
Equipos y Servicios, S.A. (ESESA)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	27,15	100	0,12	0,14	(0,40)	-	(0,15)	0,29
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	24,55	90,41	3,16	27,76	1,37	-	29,19	5,76
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,09	99,79	4,44	(1,18)	(0,85)	-	2,41	5,89
Gas Natural CEGAS	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	24,55	90,42	10,53	56,91	3,26	-	63,93	20,18
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	27,15	100	0,60	2,43	(49,44)	-	(46,41)	0,60
Gas Natural Finance, BV	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	27,15	100	0,02	1,69	0,41	-	2,12	*
Holder Gas Natural, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	27,15	100	0,30	0,17	(0,00)	-	0,47	0,30
CEG Río, S.A.	Brasil	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	10,39	38,26	6,24	(3,03)	2,77	(1,30)	1,79	75,66
Companhia Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro	Brasil	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	7,81	28,77	42,50	(30,87)	6,36	(2,67)	4,41	209,99
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,15	100	346,37	(193,05)	(10,09)	-	143,23	346,42
Gas Natural International, Ltd.	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	27,15	100	25,36	12,50	0,53	-	38,39	25,37
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	27,15	100	349,50	(54,05)	(23,46)	-	271,98	374,04
Invergas, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	19,55	72	42,24	(0,90)	(0,09)	-	29,70	60,19
Gas Natural Ban, S.A.	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	13,69	70,00	185,85	(179,96)	35,38	-	28,89	191,00
Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	19,55	72,00	104,27	(73,55)	(0,03)	-	22,10	72,96

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros					
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos	Divid	P.Net	Valor
										2.003	a ca	(2)	Inversión ⁽³⁾
Gas Natural do Brasil	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Generación y comercialización de electricidad	I.P.	27,15	99,99	0,59	(0,75)	(0,27)	-	(0,43)	0,59
Serviconfort Brasil, S.A.	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil, S.A.	Servicios	I.P.	27,15	99,99	1,65	(0,39)	0,19	-	1,44	1,71
Gas Natural México, S.A. de CV	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	23,55	86,75	469,81	(236,22)	(7,28)	-	196,32	302,22
Servicios de Energía de México, S.A. de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Sistemas Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Sociedad de cartera	I.P.	23,55	100	147,69	(67,18)	(2,24)	-	78,28	121,93
Comercializadora Metrogas	México	Servicios de Energía de México, S.A. de CV	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Distribución de gas	I.P.	23,55	100	84,49	(56,65)	(2,30)	-	25,55	81,52
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV	México	Servicios de Energía de México, S.A. de CV	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Servicios	I.P.	23,55	100	*	(0,34)	*	-	(0,32)	0,08
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Servicios	I.P.	23,55	100	*	*	0,05	-	0,07	*
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Servicios	I.P.	23,55	100	6,12	(4,73)	1,15	-	2,54	5,79
Transnatural RL de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	11,78	50,00	5,11	(2,98)	(1,84)	-	0,15	5,23
CH4 Energía, S.A. de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	11,78	50,00	0,31	*	(0,31)	-	0,00	0,26
Gas Natural Vendita Italia, S.p.a.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercialización de gas de gas	I.P.	27,15	100,00	2,10	(0,07)	1,59	-	3,62	2,10
Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.a.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	27,15	100,00	0,12	-	-	-	0,12	0,12
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	23,62	87,00	*	0,17	*	-	0,16	*
Natural Servicios, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Instalaciones de gas	I.P.	21,53	79,31	2,31	(1,76)	0,20	-	0,60	1,73
Serviconfort Colombia	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Servicios	I.P.	25,79	94,99	0,22	0,04	0,15	-	0,39	0,23
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	16,03	59,06	23,80	109,42	13,87	-	86,87	193,53
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	12,42	77,45	1,13	1,46	0,98	-	2,76	1,61
Proinvergas, S.A.	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Sociedad de cartera	I.P.	8,74	54,50	3,64	5,56	(0,09)	-	4,97	3,84
Gasorient, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	8,74	54,50	7,97	22,58	4,65	-	19,18	73,63
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP	Colombia	Gasorient, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	8,74	99,99	1,16	3,51	0,04	-	4,70	10,02
Portal Gas Natural	España	Gas Natural SDG, S.A.		E - Business	I.P.	17,15	63,16	7,98	(0,28)	(0,53)	-	4,53	7,20
Portal del instalador, S.A.	España	Portal Gas Natural	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	22,86	85,00	1,29	(0,02)	(0,11)	-	0,98	0,97
Torre Marenostrum, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Inmobiliaria	P.E.	12,22	45,00	5,33	15,89	(0,10)	-	9,51	9,60
Proyectos Integrados Energéticos, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.			I.G.	100	100	24,04	0,11	2,93	-	26,97	24,00
YPF, S.A. ⁷	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	99,04	4.321,83	1.157,06	1.351,90	-	6.765,22	12.147,67
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100	189,77	(87,67)	(9,83)	-	92,28	92,28
YPF South Sokang, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(0,52)	(0,37)	-	(0,88)	(0,88)
YPF Energy Holdings N.V.	Antillas H.	YPF International, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100	333,40	(270,34)	1,58	-	64,64	64,64
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	6,34	11,32	(0,28)	-	17,38	17,38
YPF Ecuador Inc.	I. Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	0,81	(0,81)	-	-	0,00	0,00
Greenstone Assurance, Ltd.	I. Bermudas	YPF International, S.A.		Reaseguradora	I.G.	99,04	100	13,33	20,63	(0,13)	-	33,83	33,83
YPF Malaysia, Ltd.	I. Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(5,82)	(10,29)	-	(16,10)	(16,10)
YPF Indonesia, Ltd.	I. Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	6,34	3,98	(0,42)	-	9,90	9,90
Maxus Guyana, Ltd.	I. Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(2,43)	(0,21)	-	(2,64)	(2,64)
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100	433,00	(356,41)	(41,38)	-	35,21	35,21
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	99,04	100	40,14	(92,78)	(10,73)	-	(63,37)	(63,37)
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	99,04	100	40,14	(92,78)	(10,73)	-	(63,37)	(63,37)

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros					
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos 2.003	Divid a ca	P.Net (2)	Valor Invers (3)
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	277,29	(101,98)	(24,59)	-	150,72	22,14
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	1,48	(50,07)	(16,08)	-	(64,67)	(64,67)
Midgard Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	197,44	(111,25)	10,98	-	97,17	97,17
Diamond Gateway Coal Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	99,04	100	(3,41)	0,82	(0,08)	-	(2,67)	(2,67)
Wheeling Gateway Gateway Coal	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	99,04	100	(5,60)	0,37	(0,25)	-	(5,48)	(5,48)
	EE.UU.	Wheeling Gateway	Diamond Gateway Coal	Otras actividades	I.G.	99,04	100	-	*	-	-	-	*
Ryttsa USA Inc.	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,04	100	22,56	14,48	4,67	-	41,72	41,72
Global Companies LLC. (4)	EE.UU.	Ryttsa USA Inc.		Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	50,51	51,00	-	25,84	12,94	(4,75)	17,36	17,27
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fracionadora de gas	I.P.	37,64	38,00	161,42	(1,05)	104,13	-	100,51	100,40
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	94,92	(65,79)	4,37	-	33,45	33,49
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	29,71	30,00	9,29	(5,48)	11,56	-	4,61	4,68
A&C Pipeline Holding	I. Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	17,83	18,00	0,24	-	*	-	0,04	0,00
Oleoducto Transandino Argentino	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,83	100	0,32	7,42	0,59	-	8,33	7,94
Oleoducto Transandino Chile	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,83	100	0,27	*	10,98	(6,55)	4,71	6,16
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A.	Argentina	Gasoducto Pacífico Cayman, S.A.		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	8,67	8,75	98,31	(18,55)	0,89	-	7,06	8,10
Petroken Petroquímica Ensenada, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Producción y comerc. pdtos. petroquímicos	P.E.	49,52	50,00	88,25	6,16	17,53	-	55,97	55,63
PBB Polisur	Argentina	YPF, S.A.		Producción y comerc. pdtos. petroquímicos	P.E.	27,73	28,00	36,43	25,05	80,87	-	39,86	39,84
Profertil	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	49,52	50,00	281,11	(78,10)	88,79	-	145,90	145,87
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	49,52	50,00	88,01	28,41	23,06	-	69,74	65,79
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	32,83	33,15	11,40	32,02	6,54	-	16,56	16,59
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	36,64	37,00	87,36	23,56	(4,63)	-	39,33	39,05
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	44,89	45,33	245,08	(357,01)	9,87	-	(46,27)	0,00
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	31,42	70,00	451,75	(506,01)	6,10	-	(33,71)	0,00
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	50,01	50,49	*	*	*	-	*	*
A.P.D.C.	I. Cayman	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	23,89	(12,63)	-	-	11,26	11,27
Enerfín, S.A.	Uruguay	YPF, S.A.		Financiera	I.G.	99,04	100	*	*	*	-	*	*
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	A.P.D.C.	Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100	6,90	12,39	3,02	-	22,31	22,30
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100	2,14	(0,57)	-	-	1,57	1,59
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100	0,08	5,24	1,20	-	6,52	6,51
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	P.E.	16,50	16,66	*	-	1,90	-	0,32	0,24
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	42,45	42,86	74,60	(157,06)	33,02	-	(21,19)	(21,19)
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	39,53	9,98	6,90	(120,95)	43,65	-	(7,03)	(7,06)
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	44,57	45,00	76,45	(143,25)	57,13	-	(4,35)	(4,37)
Repsol YPF Chile, Limitada	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100	100	82,46	26,21	7,64	-	116,31	105,60
Operaciones y Servicios YPF	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Petróleos Transandinos, S.A.	Explotación de estaciones de servicio	I.G.	100	100	1,15	(0,61)	(0,03)	-	0,50	0,50
Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	YPF, S.A. / OPESSA	Comercialización y Distrib. Combustibles y Lubri.	I.G.	100	100	41,45	16,48	6,45	-	64,38	63,70

PRINCIPALES SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO REPSOL YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2003

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Cifra en Millones de Euros					
						Patrimonial	Control	Capital	Rvas	Rdos 2.003	Divid a ca	P.Net (2)	Valor Inversión (3)
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Exploración/R. Exploración Perú/R. Exploración Colombia/ R. YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	849,01	(256,11)	4,14		597,05	698,69
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,39	(0,30)	(0,01)		0,08	0,08
Andina Corporation	I. Cayman	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Financiera	I.G.	100	100	210,76		10,37		221,14	253,16
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Andina Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	50,00	50,00	239,41	125,34	23,92		194,34	203,78
Transierra S.A.	Bolivia	Empresa Petrolera Andina, S.A.		Transporte de hidrocarburos	P.E.	22,25	44,50	63,49		(0,90)		27,86	27,86
Maxus Bolivia Inc.	I. Cayman	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	105,64	29,48	1,45		136,56	137,75
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Ingeniería y construcción	P.E.	100	100	*	(2,07)	0,14		(1,93)	(0,90)
Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100	100	469,50	(151,33)	0,82		318,99	330,86
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Servicios consultoría operacionales y admvtvs.	I.G.	100	100	53,85	(10,17)	(2,49)		41,18	41,18
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Aprovisionamiento y logística de gas	P.E.	15,00	15,00	22,12	(3,21)	(1,61)		2,59	2,59
REFAP	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	143,38	26,00	86,44		76,75	76,75
Refinería de Petróleos Manguinhos	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,71	30,71	5,63	38,87	5,13		15,24	15,24
Manguinhos Distribuidora	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos		Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	30,71	30,71	8,39	0,55	(0,11)		2,71	2,71
Wall Química, S.A.	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos	Wall Petróleo, S.A.	Comercialización de productos petroquímicos	I.P.	30,71	30,71	1,58	0,33	0,14		0,63	0,43
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol YPF Importadora de Productos	Explotación estaciones de servicio	I.G.	100	100	13,21	(2,68)	0,93		11,46	10,98
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100	100	0,27	*	0,54		0,82	0,82

Método de consolidación:

I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E.: Puesta en equivalencia
n.d.: Información no disponible

(*) Importe positivo inferior a 20.000 euros.

(1) Otras sociedades del Grupo con participación, inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.

(2) Refleja el porcentaje poseído por su matriz.

(3) Corresponde al valor de la inversión neto.

(4) Los valores corresponden al subgrupo consolidado formado por: Global Companies, Llc., Chelsea Sandwich Llc.y Global Montello Group Llc.

El Grupo Enagás está compuesto por las siguientes sociedades: Enagás, Gasoducto Braga-Tuy,S.A., Gasoducto Campomaioir-Leira-Braga, S.A., Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto Extremadura, S.A. y Enagas International Finance S.A.

(6) 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.

(7) En estas sociedades los datos corresponden a las magnitudes consolidadas de los respectivos subgrupos.

Adicionalmente a las sociedades descritas anteriormente han quedado excluidas del perímetro de consolidación 53 sociedades sobre las que se ejerce control efectivo y 28 sociedades en las que la participación del Grupo se encuentra entre el 20% y el 50%. Las Sociedades dependientes anteriormente mencionadas han sido excluidas del perímetro de consolidación porque representan un interés poco significativo respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas (aproximadamente el 0,26%, el 0,18% y el 0,24% de los activos, ingresos de explotación y resultados de explotación del Grupo Repsol YPF correspondientes al ejercicio 2003, respectivamente).

El Grupo ha realizado operaciones con sociedades de propósito especial (Ver Capítulo V.4.1 Compromisos y garantías – “Operaciones con entidades de propósito especial”). Repsol YPF no participa directa ni indirectamente en estas sociedades por lo que no forman parte del perímetro de consolidación.

Inmovilizado financiero de las Cuentas Consolidadas

El detalle del inmovilizado financiero de las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2003 es el siguiente:

	Millones de euros
Participaciones en sociedades puestas en equivalencia	577
Cartera de valores a largo plazo (Renta variable)	71
Inversiones financieras a largo plazo	498
Fianzas y depósitos a largo plazo	40
Otro inmovilizado financiero	275
Total inmovilizado financiero	<u>1.461</u>

Las participaciones en sociedades puestas en equivalencia más significativas al 31 de diciembre de 2003 se detallan a continuación:

Sociedades	Valor neto de la inversión	Actividad	% de Participación	Millones de Euros				
				Capital	Reservas	Resultados 2003	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Enagás	101	Aprovisionamiento y transporte de gas	38,64	358,10	460,89	142,02	(28,65)	360,26
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. (1)	62	Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	25	84,07	141,63	83,91	(59,55)	62,52
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	57	Aprovisionamiento y/o logística de gas	20,00	193,53	35,00	175,16	(126,98)	55,34
Petroken Petroquímica Ensenada	56	Producción y comercialización ptos. petroquímicos	50,00	88,25	6,16	17,53	-	55,97
PBBPolisur	40	Producción y comerc. pdtos. petroquímicos	28,00	36,43	25,05	80,87	-	39,86
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	39	Logística de productos derivados del petróleo	37,00	87,36	23,56	(4,63)	-	39,33
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	35	Aprovisionamiento y/o logística de gas	25,00	110,52	(29,68)	52,25	-	33,27
Transierra, S.A	28	Transporte de hidrocarburos	44,50	63,49	-	(0,90)	-	27,86
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	17	Logística de productos derivados del petróleo	33,15	11,40	32,02	6,54	-	16,56
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	13	Producción, comercialización pdtos. químicos	49,99	33,68	3,40	(3,25)	-	16,91
Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.	11	Distribución de gas	20,50	47,32	140,81	1,09	-	38,79
Terminales Canarias, S.L.	11	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	50,00	20,82	1,20	0,26	-	11,14
Asfaltos Españoles, S.A.	9	Asfaltos	50,00	8,53	8,19	0,92	(0,50)	8,57
Repsol Bronderslev A/S	9	Productos químicos	100,00	3,10	5,20	0,30	-	8,60
Oleoducto Trasandino Argentino, S.A.	8	Construcción y explotación de oleoducto	100	0,32	7,42	0,59	-	8,33
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	8	Transporte de gas natural	8,75	98,31	(18,55)	0,89	-	7,06
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	6	Construcción y explotación de oleoducto	100,00	0,27 *		10,98	(6,55)	4,71
Oiltanking Ebytem, S.A.	5	Transporte y almacenaje de hidrocarburos	30,00	9,29	(5,48)	11,56	-	4,61
Hinia, S.A.	4	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	100,00	0,60	2,57	0,66	-	3,83
Gestión de Puntos de Venta, S.A. - GESPEVESA	4	Comerc. pdtos. en EE.SS. y tiendas conveniencia	50,00	5,41	1,84	0,55	-	3,90
Societat Catalana de Petrolis - PETROCAT	4	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	45,00	15,09	(6,49)	0,33	-	4,02
Autoclub Repsol, S.L.	4	Servicios relacionados con la automoción	60,00	3,00	3,12	(0,26)	-	3,52
Gas Aragón, S.A.	3	Comercialización de gas	35,00	5,89	15,05	6,80	-	9,71
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	3	Aprovisionamiento y logística de gas	15,00	22,12	(3,21)	(1,61)	-	2,59
Torre Marenostrum, S.L.	3	Inmobiliaria	45,00	5,33	15,89	(0,10)	-	9,51
Otras sociedades puestas en equivalencia	37							
	577							

(*). Importe positivo inferior a 20.000 euros.

Las participaciones en sociedades no consolidadas a 31 de Diciembre de 2003 con un coste en libros superior a 4 millones de euros se detallan a continuación:

Sociedades	Valor neto de la Inversión (Millones de Euros)	Actividad	% Participación	Millones de euros				
				Capital	Reservas	Resultado 2003	Dividendo a cuenta	Patrimonio Poseído
Oleoductos de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	19	Construcción de oleoducto	29,66	79,8	0,9	(16,6)	-	19
Termogaúcha-Usina Termelétrica, S.A.	21	Construcción y explotación de una central termoeléctrica de gas	26,00	60,8	18,3	-	-	21
Gasoducto del Pacífico Chile, S.A.	11	Transporte de gas natural	8,67	109,4	1,5	7,5	-	10
Otras Sociedades	20							
	71							

Estas sociedades no forman parte del perímetro de consolidación porque representan un interés poco significativo respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

Las inversiones financieras a largo plazo recogen principalmente préstamos concedidos a sociedades consolidadas por integración proporcional no eliminados en el proceso de consolidación de acuerdo con lo indicado en la nota 1.b. de la memoria consolidada del Anexo I de este Folleto y préstamos a sociedades no consolidadas. Estas inversiones han devengado un interés medio del 5,06% y 4,03% en 2003 y 2002, respectivamente.

El epígrafe “Otro inmovilizado financiero” recoge créditos comerciales y créditos a sociedades asociadas. También incluye créditos al personal.

III.6.4 Principales operaciones societarias realizadas durante el año 2003 y 2002:

Enajenación CLH

En marzo de 2003, Repsol YPF, Cepsa y BP formalizaron la venta a Oman Oil Company del 10% de las acciones de CLH. Repsol YPF vendió el 6,78% de las acciones de CLH en esta operación, que cierra el proceso de venta establecido en cumplimiento del Real Decreto-Ley 6/2000, al quedar la participación agregada del Grupo Repsol YPF reducida al 25% (un 5,33% a través de Petronor). El resultado extraordinario en 2003 que ha registrado Repsol YPF por esta venta ha ascendido a 71 millones de euros aproximadamente. (Ver Capítulo IV.2.4.2 Actividad de Refino, Logística y Marketing – “Transporte de crudo y distribución de productos”).

Gas Natural

En mayo de 2002, Repsol YPF vendió un 23% de su participación en Gas Natural por un importe aproximado de 2.008 millones de euros. Esta venta supuso unas plusvalías de aproximadamente 1.097 millones de euros. Tras la operación, la participación de Repsol YPF en Gas Natural pasó a ser del 24,04%.

El 16 de mayo de 2002, en relación con la venta del 23% de participación en Gas Natural, Repsol YPF y La Caixa d’Estalvis i Pensions de Barcelona, modificaron el acuerdo de accionistas que estaba vigente desde el 11 de enero de 2000 a través de la firma de un acuerdo de novación.

Con fechas 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003, Repsol YPF y La Caixa suscribieron dos addenda a la novación del acuerdo de 11 de enero de 2000, en virtud de los cuales acordaron lo siguiente:

- Repsol YPF y La Caixa controlarán Gas Natural de forma conjunta de acuerdo con criterios de transparencia, independencia y diligencia profesional.
- El Consejo de Administración de Gas Natural estará constituido por diecisiete miembros, cinco nombrados a propuesta de Repsol YPF, cinco más nombrados a propuesta de La Caixa, un consejero en representación de Caixa de Catalunya y seis consejeros independientes. Repsol YPF y La Caixa votarían, además, a favor de los nombramientos propuestos por el otro.
- De entre los consejeros propuestos por cada una de las partes La Caixa propondrá a quien haya de ostentar la condición de Presidente del Consejo de Administración y Repsol YPF al Consejero Delegado. Los consejeros de Repsol YPF y La Caixa votarían a favor de los nombramientos propuestos por cada uno para estos cargos.

- La Comisión Ejecutiva del Consejo de Administración de Gas Natural estará compuesta por 8 miembros, de los cuales tres serán elegidos de entre los consejeros propuestos por Repsol YPF incluyendo al Consejero Delegado, tres de entre los propuestos por La Caixa incluyendo al Presidente y los otros dos de entre los consejeros independientes.
- Ambas partes propusieron, en la Junta General de Accionistas de Gas Natural celebrada el 23 de junio de 2003, el nombramiento de Enrique Locutura Rupérez al Consejo de Administración, con el propósito de su posterior nombramiento como Consejero Delegado.
- Ambas partes consensuarán, previamente a su sometimiento al Consejo de Administración de Gas Natural SDG el Plan estratégico de Gas Natural SDG, que incluirá todas las decisiones que afecten al desarrollo estratégico de la misma: su estructura organizativa, el presupuesto anual, las operaciones de concentración y la enajenación y la adquisición de activos estratégicos de Gas Natural SDG.

Estos nuevos acuerdos finalizarían automáticamente si La Caixa o Repsol YPF en cualquier momento tuvieran una participación inferior al 15% en Gas Natural.

Como resultado del acuerdo original Repsol YPF consolidaba por integración global los resultados de Gas Natural desde el 1 de enero de 2000. Desde mayo de 2002, Gas Natural se consolida siguiendo el método de integración proporcional como se explica más adelante en los cambios en el perímetro de consolidación en 2002. Repsol YPF cree que el acuerdo resultará en un incremento de la flexibilidad para integrar sus operaciones con las de Gas Natural y representa, por tanto, un paso importante en la estrategia de Repsol YPF de integración de la cadena de gas-electricidad. Igualmente ha permitido fortalecer la posición financiera del Grupo.

Repsol YPF considera que como consecuencia de estos acuerdos, desde la creación de Gas Natural, Repsol YPF y La Caixa ejercen un control conjunto sobre Gas Natural exclusivamente a efectos de la Ley 16/89 de Defensa de la Competencia y ello no supone en modo alguno la existencia de acción de concierto entre ambos accionistas ni una situación de control conjunto a los efectos de la normativa sobre el mercado de valores.

Durante el año 2003, Repsol YPF ha realizado compras de acciones de Gas Natural que le han llevado a incrementar su posición alcanzando un 27,15% a 31 de diciembre de 2003. De forma complementaria durante este mismo año Repsol contrató una serie de operaciones "Total Return Equity Swap" que implicaron compras de un 2% adicional del capital de Gas Natural. Estas operaciones se contrataron en el mes de junio de 2003 con vencimientos y venta consiguiente de las acciones en los meses de julio y septiembre de ese año. Durante el año 2004, Repsol YPF ha continuado aumentando su participación en Gas Natural hasta alcanzar a la fecha del presente folleto el 30,85% del capital.

Perímetro de consolidación

Las principales variaciones del perímetro de consolidación producidas en 2003 han sido:

- Repsol YPF ejerció, con fecha 1 de enero de 2003, la opción de adquirir un 20% adicional de la compañía BPRY, propietaria 100% de BP Trinidad y Tobago (BPTT), titular de activos productivos en Trinidad y Tobago. Esta opción de compra se contemplaba en el acuerdo denominado "BPRY Limited Liability Company Agreement" de fecha 20 de octubre de 2000. Mediante este acuerdo, Repsol YPF, a través de su

afiliada Repsol YPF T&T, S.A., adquirió un 10% de BPRY con la opción de adquirir un 20% adicional con fecha 1 de enero de 2003, a un precio predeterminado.

Con esta adquisición, la participación de Repsol YPF en BPTT pasa a ser del 30% y triplica su producción y reservas de hidrocarburos en Trinidad y Tobago.

Esta sociedad consolidaba en los estados financieros del Grupo por integración proporcional, y mediante esta nueva adquisición pasa de consolidar el 10% en 2002 al 30% en 2003.

- En julio se ha adquirido un 5% adicional de Refinadores del Perú, S.A., sociedad propietaria de un 60% de la sociedad peruana Refinería la Pampilla, pasando a tener una participación del 83,8%. En diciembre Refinadores del Perú, S.A. ha sido liquidada, y sus activos se han transferido a sus accionistas en función de su porcentaje accionarial. Refinería la Pampilla S.A. consolida por integración global en los estados financieros del Grupo.
- En el mes de noviembre de 2003 y mediante adjudicación por subasta Gas Natural SDG adquirió el 95% del capital de la sociedad Buenergía Gas & Power Ltd., consolidándose por el método de integración global en el Grupo Gas Natural. Como consecuencia de esa operación se han incorporado al perímetro de consolidación por el método de integración proporcional las sociedades Ecoeléctrica Holdings Ltd., Ecoeléctrica Ltd. y Ecoeléctrica L.P., Ltd., siendo ésta última la propietaria de una central de ciclo combinado de 542 MW y una planta de regasificación con una capacidad de 115.000 m³ situada en Peñuelas, en el sur de la isla de Puerto Rico.
- En diciembre de 2003 Repsol YPF, S.A. ha adquirido un 50% adicional de Proyectos Integrados Energéticos, S.A., sociedad de la que ya poseía un 50%. Como consecuencia de esta transacción el Grupo ha comenzado a consolidar la citada sociedad por integración global.
- Durante el ejercicio 2003 el Grupo ha adquirido un 3,1 % adicional de Gas Natural SDG. El porcentaje integrado de su balance al 31 de diciembre de 2003 asciende a un 27,15%.

El efecto de los cambios del perímetro de consolidación de 2003 representó una variación del 1,86%, -0,01% y 2,21% de los activos, ingresos de explotación y resultado de explotación, respectivamente, del Grupo Repsol YPF.

Las principales variaciones del perímetro de consolidación producidas en 2002 fueron:

- En mayo de 2002 se vendió un 23% de Gas Natural SDG, S.A., pasando a tener en ese momento una participación en la compañía del 24,042%. Como consecuencia de esta transacción el Grupo Repsol YPF registró un beneficio bruto de 1.097 Millones de euros (ver nota 18) en el epígrafe “resultados extraordinarios” de la cuenta de pérdidas y ganancias adjunta.

Tras la venta de citado porcentaje y como consecuencia del cambio en la gestión derivado de la nueva composición de sus órganos de decisión, el método de consolidación aplicable a la participación del Grupo Repsol YPF en esta compañía se modificó, pasando de integración global hasta mayo de 2002 a integración proporcional del porcentaje poseído desde entonces.

El impacto del cambio de método de consolidación en Gas Natural en los epígrafes de balance de situación en el momento de la venta fue el siguiente:

Millones de euros			
Activo		Pasivo	
Inmovilizado	(5.957)	Socios externos	(3.078)
Fondo de Comercio de consolidación	(218)	Impuestos diferidos	(42)
Gastos a distribuir en varios ejercicios	(33)	Deuda a largo plazo	(1.945)
Impuestos anticipados	(108)	Otros pasivos a largo plazo no financieros	(726)
Fondo de maniobra operativo	(289)	Fondo de maniobra financiero	(814)
	<u>(6.605)</u>		<u>(6.605)</u>

El efecto del cambio de método de consolidación de Gas Natural representó un 14,6%, 5,9% y 8,7% de los activos, ingresos de explotación y resultado de explotación, respectivamente, del Grupo Repsol YPF en los estados financieros a 31 de diciembre de 2002.

En las notas siguientes se describe el efecto de la variación en los distintos epígrafes afectados del balance de situación consolidado.

- El 1 de enero de 2002, las sociedades D.F. Gas S.A. de C.V. y Servicios de Energía de México, S.A. de C.V. (sociedades del grupo Gas Natural SDG) fueron fusionadas, subsistiendo la última y desapareciendo la primera como sociedad fusionada.
- Desde el inicio del ejercicio las sociedades Metragaz, S.A. y Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (sociedades del Grupo Gas Natural) se consolidaron por integración global en ese grupo. Con anterioridad se consolidaban por el método de integración proporcional.
- El Grupo Gas Natural con fecha 10 de enero efectuó las siguientes operaciones con Iberdrola Energía, S.A.:
 - Enajenó un 13,2% del capital de Gas Natural México S.A. de C.V. y un 13% del capital de Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. sociedades que consolidan por el método de integración global en Gas Natural con unos porcentajes del 86,6% y del 87% respectivamente.
 - Adquirió participaciones adicionales del 9,9% en Companhia Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro S.A. (C.E.G.), y del 13,15% en CEG RIO, S.A. pasando a tener unas participaciones del 28,8% y del 38,2% respectivamente, en las que se mantiene el método de integración proporcional.
 - Adquirió las sociedades Sabinelly 2000 S.L., poseedora de un 2,3% del capital de Gas Natural S.A. ESP (sociedad colombiana) y Lauroste 98 S.L. poseedora de un 12,4% del capital de Gas Natural S.A. ESP. Con estas adquisiciones la participación del Grupo Gas Natural en Gas Natural S.A. ESP pasó a ser de un 59,1% pasando a consolidar esta sociedad y sus sociedades dependientes Gas Natural del Oriente, S.A. ESP, Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP y Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP en el Grupo Gas Natural por el método de integración global. En Serviconfort Colombia S.A. se pasa de poseer una participación del 73% al 95%, por lo que Gas Natural la empezó a consolidar por integración global.

- En el mes de junio de 2002 Gas Natural enajenó un 59,1% del capital social de Enagas, S.A. Hasta esta fecha Gas Natural SDG consolidaba Enagas, S.A. por el método de integración global y a sus sociedades dependientes Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto Extremadura, S.A. por el método de integración proporcional. Desde junio 2002 se integran las anteriores sociedades por el método de puesta en equivalencia por el porcentaje de participación del 40,9%.
- Con fecha 1 de enero Gas Argentino, S.A. (“GASA”) varió su método de consolidación pasando a puesta en equivalencia; en 2001 consolidaba por integración proporcional. GASA es una filial dedicada principalmente a la distribución de gas natural en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2002, el Grupo Repsol YPF registró con cargo al resultado del ejercicio una provisión por la inversión que mantiene en GASA, reduciendo su valor neto contable a cero.

Al 31 de diciembre de 2003, de acuerdo con la normativa vigente en Argentina el Grupo Repsol YPF no está obligado a realizar aportaciones adicionales en relación con esta inversión. Por otro lado, el Grupo no tiene garantizada deuda de esta Sociedad ni le tiene prestadas garantías por ningún otro concepto.

El Grupo Repsol YPF, junto con los restantes accionistas de GASA, está colaborando en la redefinición del plan de negocio de la sociedad de forma que le permita hacer frente a los compromisos asumidos y a la continuidad de sus operaciones. No obstante lo anterior, los Administradores del Grupo manifiestan su decisión de no adoptar ninguna medida que pueda suponer asumir pérdidas adicionales a las ya registradas, por lo que no se ha realizado provisión adicional alguna a la ya indicada anteriormente.

- Otras sociedades que variaron su método de consolidación en 2002 fueron Petroken Petroquímica Ensenada, S.A. (filial de YPF) que pasó de consolidarse por integración proporcional a puesta en equivalencia y Refap (sociedad participada por Repsol YPF Brasil, S.A.) que desde 2002 consolida por integración proporcional (en 2001 consolidaba por puesta en equivalencia).

El efecto neto de los anteriores cambios del perímetro de consolidación de 2002, excepto el citado en primer lugar relativo al cambio de método de consolidación de Gas Natural SDG, representó una variación del -1,9%, 0,9% y -0,2% de los activos, ingresos de explotación y resultado de explotación, respectivamente, del Grupo Repsol YPF.

III.7 SOCIEDADES COTIZADAS EN ESPAÑA EN LAS QUE REPSOL YPF OSTENTA UNA PARTICIPACION SUPERIOR AL 3%.

Las sociedades cotizadas en España en las que Repsol YPF ostenta una participación superior al 3% son Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH) y Gas Natural SDG, S.A. (Ver cuadro en III.6.2)

CAPÍTULO IV

IV ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

IV.1 ANTECEDENTES

IV.1.1 Introducción

Descripción General

Repsol YPF es una compañía petrolera internacional que realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, refino, producción de una amplia gama de productos petrolíferos y comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural.

Repsol YPF inició su actividad en octubre de 1987, como parte de la reorganización de las actividades petroleras que llevó a cabo el Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH), organismo gubernamental español que actuaba como sociedad matriz de todas las actividades del sector de hidrocarburos propiedad del Estado. En Abril de 1997, el Gobierno español completó la privatización de Repsol YPF, vendiendo las últimas acciones que poseía mediante una oferta pública de venta de acciones. En consecuencia, el Estado español no posee ya ninguna acción de Repsol YPF.

Durante 1999, Repsol YPF adquirió la compañía petrolera argentina YPF, S.A. (en adelante YPF), como parte de su estrategia de crecimiento internacional mediante una serie de compras sucesivas. A 31 de diciembre de 2003, tras las adquisiciones adicionales llevadas a cabo en los ejercicios 1999, 2000 y 2001, la participación en YPF es del 99,04%.

El 28 de Junio de 2000, la Junta General de Accionistas aprobó el cambio de la anterior denominación social por la actual de Repsol YPF, S.A.

Las acciones de Repsol YPF cotizan en las Bolsas de Valores españolas a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo), en la Bolsa de Nueva York bajo la forma de American Depositary Shares (ADSs), representadas por American Depositary Receipts (ADRs), en la Bolsa de Buenos Aires y se encuentran incluidas en Stock Exchange Automated Quotation System (SEAQ International).

Organización

Repsol YPF opera en 29 países siendo los dos más importantes España y Argentina. Las actividades de Repsol YPF se organizan en los siguientes segmentos:

- Upstream:
 - Exploración y producción
- Downstream:
 - Refino y Marketing
 - Química
 - GLP
 - Trading

- Gas y electricidad
 - GNL

La estructura organizativa está totalmente integrada a nivel mundial con un único centro corporativo y dos sedes, Madrid y Buenos Aires. Las funciones corporativas tales como la planificación estratégica, finanzas y recursos humanos se coordinan de manera centralizada. Por el contrario, las operaciones de Repsol YPF se gestionan de manera descentralizada a nivel geográfico con objeto de maximizar la eficiencia y las sinergias operativas derivadas de la integración de Repsol e YPF.

El modelo de gestión y la cultura de Repsol YPF están basados en tres pilares:

- un núcleo de gestión corporativo centrado fundamentalmente en la estrategia,
- unidades de negocio orientadas al cliente externo y
- unidades de servicio que trabajan para clientes internos.

De acuerdo con la nueva cultura de Repsol YPF, los procesos de elaboración y aprobación de planes de negocio, contratos de rendimiento y acuerdos de servicio entre las distintas unidades, se llevarán a cabo de forma muy abierta y participativa a través de los distintos órganos de gobierno, mediante la consolidación de comités que actúan como órganos de deliberación y apoyo en la toma de decisiones.

En julio de 2003, el Consejo de Administración aprobó la nueva estructura organizativa, completando así el proceso iniciado en septiembre de 2002 con la aprobación de los nuevos principios de Gobierno Corporativo y el nombramiento de Ramón Blanco Balín como Consejero Delegado (Chief Operating Officer).

En la actual estructura organizativa, dependen directamente del Presidente Ejecutivo: el Consejero Delegado, los Directores Corporativos (Asuntos Institucionales Adjunto al Presidente, el Chief Financial Officer “CFO”, Recursos Humanos, Relaciones Externas, Asuntos Jurídicos, Planificación y Control y Actividades Inmobiliarias) y el Country Manager de Argentina. También depende del Presidente Ejecutivo la Dirección de Auditoría Corporativa que, a su vez, mantiene una relación de dependencia funcional con el Comité de Auditoría y Control del Consejo de Administración.

Las líneas de negocio dependen directamente del Consejero Delegado y están organizadas en una Vicepresidencia Ejecutiva de Exploración y Producción, cinco Direcciones Generales: Refino y Marketing Europa, Refino y Marketing Latinoamérica, Química, GLP y Trading y Transporte (RYTTSA), y una Dirección de Gas Natural Licuado (GNL).

También dependen del Consejero Delegado los Country Managers, excepto el de Argentina, que depende directamente del Presidente Ejecutivo. La Dirección Corporativa de Servicios Compartidos depende del Chief Operating Officer, que también es responsable de la coordinación de actividades con Gas Natural SDG.

Limitaciones sobre ciertas operaciones.

Las previsiones de la Ley 5/1995, con las modificaciones introducidas por la Ley 62/2003, son de aplicación a Repsol YPF, S.A. y a determinadas sociedades de su Grupo (Repsol Petróleo, S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., Repsol Butano, S.A., Petróleos del Norte, S.A. y Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.).

De acuerdo con las leyes citadas y hasta el 6 de febrero de 2006, se hayan sometidos al régimen de notificación al órgano administrativo competente determinados actos y acuerdos, una vez realizados los mismos. El órgano administrativo deberá resolver en el plazo máximo de un mes, plazo durante el cuál quedará suspendida la eficacia de los acuerdos y actos y suspendidos los derechos políticos derivados de la participación accionarial correspondiente. No recayendo resolución expresa, se entenderá que el órgano administrativo competente no se opone al acuerdo o acto notificado.

La decisión del órgano administrativo competente deberá basarse en criterios objetivos, tales como, entre otros, los medios patrimoniales para atender los compromisos de prestación de servicios, la transparencia de la estructura del grupo al que pudiera incorporarse la sociedad, el riesgo de la estructura financiera de la operación, la seguridad en la continuidad de la entrega de bienes o prestación de servicios, el suministro interrumpido a precio asequible, etc.

Los actos y operaciones que deben ser notificados son:

- Enajenación de acciones: las operaciones que supongan la adquisición, directa o indirecta, incluso a través de terceros, fiduciarios o interpuestos, en un solo acto o en varios sucesivos, de participaciones sociales u otros valores que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción y adquisición de aquéllas cuando tengan por consecuencia a disposición sobre, al menos, el 10% del capital social de Repsol YPF, S.A.
- Ciertos acuerdos sociales y determinadas operaciones: la sustitución del objeto social; disolución voluntaria; fusión; escisión; enajenación y gravamen en cualquier forma y por cualquier título de los activos estratégicos (reservas petrolíferas o de gas, instalaciones de refino, instalaciones de almacenamiento de gas natural, instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos y oleoductos, instalaciones de envasado de GLP), partes o cuotas indivisas de los mismos de que sean titulares, siempre que se encuentren ubicados en territorio nacional; la enajenación o gravamen, en cualquier forma y por cualquier título de acciones o títulos representativos del capital del que sea titular Repsol YPF, S.A. en cualquiera de las sociedades de su Grupo afectadas por este régimen.

Esta legislación especial se desarrolla más detenidamente en el Capítulo III.2.2 “Forma jurídica y legislación especial aplicable” de este Folleto.

IV.1.2 Marco Legal

Introducción

El sector de Hidrocarburos en España está principalmente regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre y por el Real Decreto-Ley 6/1999 y el Real Decreto-Ley 6/2000, de 16 de abril de 1999 y 23 de junio de 2000, respectivamente, que han intensificado la competencia y la liberalización del sector.

A modo de introducción podría llamarse la atención sobre las siguientes disposiciones y circunstancias que inciden en el desarrollo de ciertas actividades de la Sociedad en España:

- El precio máximo al por menor antes de impuestos del GLP embotellado en envases con capacidad igual o superior a 8 kg se determina los meses de abril y octubre de cada año a

partir de la fórmula recogida en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, la cual toma como referencia la media de los precios internacionales durante los 12 meses anteriores más los costes de comercialización.

- El suministro de GLP por canalización a usuarios finales y el suministro de GLP a granel a empresas distribuidoras de GLP por canalización está sujeto a precios máximos fijados por el Gobierno.
- En el sector de gas natural, las retribuciones concretas de los operadores que realizan actividades reguladas y los valores de las tarifas, peajes y cánones a percibir en las actividades de transporte y distribución vienen reguladas por tres Órdenes Ministeriales de 15 de enero de 2004, dictadas en desarrollo del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan, entre otras materias, la capacidad legal, técnica y económica que deben acreditar las empresas que actúan en el sector gasista y sus derechos y obligaciones; las relaciones entre las empresas gasistas y los consumidores, en especial la regulación del procedimiento para cambiar de suministrador; y el procedimiento de autorización para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones gasistas.
- A partir del 1 de enero de 2003, todo consumidor de gas natural tiene la condición de consumidor cualificado, por lo que podrá elegir suministrador de gas natural, como consecuencia de las disposiciones del Real Decreto-Ley 6/2000.
- A partir del 1 de enero de 2003, se limita al 70% la cuota máxima de abastecimiento de gas natural en el mercado español por una misma sociedad o grupo de sociedades, como consecuencia de las disposiciones del Real Decreto-Ley 6/2000.
- El establecimiento de nuevas especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes, mediante la transposición al ordenamiento jurídico español de dos Directivas Comunitarias sobre la materia, llevada a cabo por el Real Decreto 1700/2003, de 25 de diciembre.
- La modificación introducida en el régimen jurídico de la llamada “golden share” mediante la modificación de la Ley 5/1995 llevada a cabo por la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, y que es objeto de desarrollo en otros capítulos de este Folleto. La misma Ley 62/2003 modifica el régimen jurídico de la llamada “golden share” energética, modificando la Ley 55/1999.
- A partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente de Argelia suministrado a través del gasoducto de Maghreb-Europa en virtud del contrato suscrito con la compañía estatal argelina, se aplica con carácter preferente al mercado regulado, quedando sin efecto la adjudicación a las sociedades comercializadoras del 25% del gas natural procedente del citado contrato, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2000.
- Continúa vigente hasta junio de 2005 la restricción de la capacidad de apertura de nuevas estaciones de servicio establecida por el Real Decreto-Ley 6/2000.
- De conformidad con la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 5% del capital social de Enagas, S.A.. Las acciones que se ostenten por encima de dicho límite tendrán suspendidos sus derechos políticos y de voto.

ESPAÑA

Descripción General

España cuenta en la actualidad con una legislación liberalizadora de la industria petrolera, cuya manifestación es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, complementada por otras normas de carácter legal, entre ellos los Reales Decretos Ley 6/1999 y 6/2000, de 16 de abril de 1999 y 23 de junio de 2000, respectivamente, y desarrollada por numerosos Reales Decretos y Ordenes Ministeriales.

La Ley pretende proporcionar un tratamiento integrado a una industria verticalmente articulada, abarcando desde la investigación y explotación de yacimientos; el refino, transporte, almacenamiento y distribución de crudo de petróleo o productos derivados del mismo, hasta la adquisición, producción, transporte, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización.

La Ley 34/1998 establece los criterios de distribución de competencias entre el Gobierno, la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas partiendo de la consideración del mercado de hidrocarburos como único y global, y haciendo partícipes a éstas últimas en los aspectos más generales de planificación y ordenación del sector.

La Comisión Nacional de la Energía es el organismo público, adscrito al Ministerio de Economía, encargado de velar por la competencia efectiva en el mercado eléctrico y en los mercados de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos mercados y de los consumidores.

Actúa como órgano consultivo de la Administración y participa en el proceso planificación energética y en la elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos. Actúa también como órgano arbitral en los conflictos que se susciten entre los sujetos que realicen actividades en el sector de hidrocarburos y, en particular, tiene encomendada la resolución de los conflictos respecto de los contratos relativos al acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos

Los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos existentes en el territorio español y en el subsuelo del mar territorial y de los fondos marinos que estén bajo la soberanía del Reino de España tienen la consideración de bienes de dominio público.

Las actividades de exploración, investigación y explotación pueden ser realizadas libremente por cualesquiera personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, si bien están sujetas a la obtención de las autorizaciones, permisos o concesiones correspondientes y a la acreditación de la capacidad técnica y financiera necesaria para llevar a cabo las mismas, siendo objeto de regulación, por primera vez, los almacenamientos subterráneos y la figura del operador.

Las autorizaciones, permisos y concesiones deben de ser otorgados de acuerdo a principios de objetividad, transparencia y no-discriminación.

Petróleo y productos derivados del petróleo

Las actividades de refino de petróleo crudo, transporte, almacenamiento, distribución y venta de productos derivados del petróleo, incluidos los gases licuados del petróleo, son realizadas libremente, si bien las instalaciones en que se realizan las mismas precisan de autorización administrativa previa.

Los precios de los productos derivados del petróleo son libres, excepto para los gases licuados del petróleo que están sujetos, en la mayoría de los casos, a precios máximos.

a) *Hidrocarburos líquidos*

La construcción y explotación de instalaciones de refino requerirá autorización administrativa previa. El mismo requisito se exige a la construcción y explotación de las instalaciones de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos que tengan por objeto prestar servicios a operadores al por mayor.

Los operadores al por mayor, actividad sometida a autorización cuando sus titulares no lo sean de refinerías o empresas mayoritariamente participadas por las mismas, además de acreditar su capacidad técnica y financiera, deben garantizar el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

La actividad de operador al por menor puede realizarse libremente, si bien las instalaciones deberán contar con las autorizaciones administrativas preceptivas.

Los acuerdos de suministro en exclusiva que se celebren entre los operadores al por mayor y los propietarios de instalaciones para el suministro a vehículos podrán pactarse tanto en régimen de venta en firme como de comisión.

La ley permite el libre acceso de terceros (operadores al por mayor y consumidores y comercializadores de productos petrolíferos que alcancen un determinado nivel de consumo anual) a las instalaciones de transporte y almacenamiento, como las instalaciones propiedad de CLH, en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias, libremente pactadas. Excepcionalmente el Gobierno podrá señalar peajes de acceso para aquellas zonas donde no existan infraestructuras alternativas. El Gobierno español no ha hecho uso hasta la fecha de esa prerrogativa.

Participación en CLH. De conformidad con el Real Decreto Ley 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25 por ciento del capital social de Compañía Logística de Hidrocarburos CLH S.A. Las acciones que se ostenten por encima de dicho límite tendrán suspendidos sus derechos políticos y de voto. En los años 2002 y 2003 Repsol YPF y otras entidades con capacidad de refino en España, vendieron parte de su participación en CLH, hasta alcanzar los límites legales.

Especificaciones técnicas de las gasolinas. El pasado 25 de diciembre de 2003 entró en vigor el Real Decreto 1700/2003, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes, transponiendo al ordenamiento jurídico español dos Directivas Comunitarias sobre la materia.

En el citado Real Decreto se establecen las nuevas especificaciones técnicas de los productos derivados del petróleo y, en particular, el contenido máximo de azufre a partir del 1 de enero de 2005 y del 1 de enero de 2009 en gasolinas y gasóleos de automoción (Clase A), y a partir

del 1 de enero de 2008 en gasóleos de uso agrícola y marítimo (Clase B) y gasóleos de calefacción (Clase C).

Asimismo, se establecen las especificaciones técnicas de los biocarburantes resultantes de la adición del etanol a la gasolina y del biodiesel al gasóleo de automoción.

Estaciones de servicio. El Real Decreto-Ley 6/2000 establece que los operadores al por mayor de productos petrolíferos en el mercado nacional cuyo número de estaciones de servicio incluidas en su red de distribución sea superior al 30% del total nacional, no podrán incrementar el número de dichas instalaciones hasta el 25 de junio de 2005. En la actualidad, Repsol YPF es el único operador al por mayor que se ve afectado por estas medidas.

Asimismo, el citado Real Decreto-Ley obliga a los establecimientos que se construyan a partir del 25 de junio de 2000 y que de conformidad con la normativa vigente tengan la consideración de gran establecimiento comercial a incorporar, al menos, una instalación para suministro de productos petrolíferos a vehículos. Las anteriores instalaciones no podrán, con carácter preferente, celebrar contratos de suministro en exclusiva con un solo operador al por mayor de productos petrolíferos, como Repsol YPF.

b) Gases licuados de petróleo

Los operadores al por mayor han de obtener licencia de actividad, además de acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera, garantizar el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y contar con un servicio de asistencia técnica a disposición de los usuarios y de los comercializadores al por menor.

Los distribuidores al por menor de gases licuados a granel también han de obtener de una licencia previa, para lo que habrán de acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera y el cumplimiento de las condiciones de seguridad en sus instalaciones. Dicha licencia no es necesaria para los suministradores a vehículos en instalaciones fijas de distribución.

La actividad de comercialización al por menor de gases licuados envasados puede llevarse a cabo libremente, si bien las instalaciones han de reunir las condiciones de seguridad reglamentarias.

La Ley prohíbe los pactos de suministro en exclusiva entre operadores y comercializadores, excepto los que se concierten entre los distribuidores y los agentes a comisión integrados en su red de distribución, si bien estas redes deberán garantizar el suministro a domicilio de gases licuados envasados.

En tanto las condiciones de concurrencia y competencia del mercado de distribución de gases licuados de petróleo envasado y canalizado no se consideren suficientes, el Gobierno podrá establecer precios máximos de venta al público a través de una fórmula determinada reglamentariamente. No se espera que la liberalización de los precios del GLP pueda producirse en tanto Repsol Butano continúe poseyendo una cuota significativa de este mercado. En 1998 fueron liberalizados los precios del GLP a granel y del GLP vendido en botellas de menos de 8 kilogramos.

En la actualidad, el precio máximo al por menor antes de impuestos del GLP embotellado en envases con capacidad igual o superior a 8 kilogramos se determina los meses de abril y octubre de cada año a partir de la fórmula recogida en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, la cual toma como referencia la media de los precios internacionales durante los 12

meses anteriores más los costes de comercialización. La citada Orden estableció los costes de comercialización en 0,317624 euros/kg, habilitando al Ministerio de Economía a actualizar anualmente su importe en función de la evolución previsible de los costes del sector y de la productividad.

Asimismo, el suministro de GLP por canalización a usuarios finales y el suministro de GLP a granel a empresas distribuidoras de GLP por canalización está sujeto a precios máximos fijados por el Gobierno.

c) Garantía de suministro.

Legalmente se establece el derecho de todos los consumidores al suministro de productos derivados del petróleo en el territorio nacional, en las condiciones que legalmente se establezcan.

Para ello, los operadores al por mayor y las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos no adquiridos a operadores deben mantener existencias mínimas de seguridad hasta un máximo de 120 días, o de 30 días para los distribuidores al por mayor de GLP, así como para los comercializadores o consumidores que no adquieran de distribuidores autorizados.

Se establecen así mismo existencias estratégicas, constituyéndose para su mantenimiento y gestión la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, a quien compete también el control de las existencias mínimas de seguridad.

Sistema de gas natural

a) Régimen de actividades y sujetos que actúan en el sistema.

La Ley 34/1998 regula las figuras del transportista, del distribuidor y de los comercializadores, como sujetos de dicho sistema. Sus actividades se desarrollan en régimen de libre competencia.

Las actividades de regasificación, almacenamiento estratégico, transporte y distribución tienen carácter de actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funcionamiento ha de adaptarse a la Ley. Las sociedades que desarrollen estas actividades no pueden desarrollar actividades de comercialización.

La comercialización se ejerce libremente, siendo el régimen económico el determinado por las partes. Las sociedades que dedicadas a la comercialización de gas natural deberán tener como único objeto social en el sector gasista el desarrollo de dicha actividad, no pudiendo realizar actividades de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

La Ley 34/1998 regulaba la figura de los “consumidores cualificados” entendiéndose por tales a aquellos que, atendiendo a su nivel de consumo de gas natural, podría optar entre adquirir el gas natural de los distribuidores en el mercado regulado, o de los comercializadores en el mercado liberalizado (ver Capítulo IV.1.2 Marco Legal. España. Sistema de gas natural. b) Regulación de Precios, de este Folleto).

De conformidad con las modificaciones introducidas por el Real Decreto 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, a partir del 1 de enero de 2003 todos los consumidores, independientemente de su

nivel de consumo, son consumidores cualificados, pudiendo optar entre adquirir el gas natural de los distribuidores en el mercado regulado o de los comercializadores en el mercado liberalizado.

Los transportistas son personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento de gas natural.

Los distribuidores son personas jurídicas, titulares de instalaciones de distribución, que tienen la función de suministrar el gas natural por canalización, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas natural en los puntos de consumo.

Los comercializadores son sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores o a otros comercializadores.

El Gestor Técnico del Sistema es el transportista que resulte titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la red básica y de la red de transporte secundario, garantizando la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. La sociedad Enagas, S.A. desempeña el papel de Gestor Técnico del Sistema. De conformidad con la Ley 62/2003 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 5 por ciento del capital social de Enagas, S.A.. Las acciones que se ostenten por encima de dicho límite tendrán suspendidos sus derechos políticos y de voto.

Pueden adquirir gas natural a) los transportistas, para su venta a otros transportistas o a distribuidores, b) los consumidores cualificados y, c) los comercializadores, para su venta a consumidores cualificados o a otros comercializadores.

Los sujetos autorizados a adquirir gas natural tienen derecho de acceso a las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, en condiciones no discriminatorias, de transparencia y objetividad, mediante el pago de un peaje establecido reglamentariamente.

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte, así como de las instalaciones de distribución de gas, requieren autorización administrativa previa, al igual que la actividad de comercialización.

A la entrada en vigor de la Ley quedaron extinguidas todas las concesiones para actividades incluidas en el servicio público de suministro de gases combustibles por canalización, las cuales quedaron sustituidas por autorizaciones administrativas.

Como consecuencia de ello queda expresamente extinguida la reversión de instalaciones que preveía la anterior Ley de 1987.

Sobre la zona de distribución de gas natural de una concesión que por virtud de la Ley haya devenido en autorización, no se podrán conceder nuevas autorizaciones para la construcción de instalaciones de distribución durante un periodo equivalente al de vigencia de la concesión original, sin que ese periodo pueda exceder del 1 de enero de 2005.

A partir del 1 de enero de 2003, ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúen en el sector del gas natural puede aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional. El Gobierno está habilitado para variar

dicho porcentaje en función de la evolución y de la estructura empresarial del sector. Durante el ejercicio 2003, Repsol YFP a través del Grupo Gas Natural no ha aportado gas natural en una cuantía superior al 70% del consumo nacional, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.4 del Real Decreto 6/2000.

b) Regulación de precios.

La Ley 34/1998 distingue entre actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funcionamiento ha de adaptarse a la Ley, y la comercialización, la cual se ejerce libremente y cuyo régimen económico se determina por las partes.

Al amparo del Real Decreto 949/2001, por el que se concretan los criterios y principios del marco retributivo de las actividades reguladas, el Ministerio de Economía ha dictado distintas ordenes ministeriales que establecen las retribuciones de las distintas actividades reguladas, así como el valor de las tarifas, peajes y cánones a percibir en las actividades reguladas de transporte y distribución. Las tarifas, peajes y cánones son únicos para todo el territorio nacional y tienen carácter de máximos.

Los precios máximos de venta del gas natural en el mercado regulado tienen su base, fundamentalmente:

- En el coste de la materia prima, determinado con base en el coste medio de adquisición en posición CIF por parte de los transportistas con destino a tarifas, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica.
- En los costes medios de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento que sean imputables.
- En los costes de gestión de compraventa por los transportistas para el suministro del gas a los distribuidores para su venta en el mercado regulado.
- En los costes de la actividad de los distribuidores para el suministro de gas que sean imputables.

Los peajes y cánones por el uso de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución se determinan en base, fundamentalmente, a los siguientes elementos:

- Las previsiones de demanda de gas natural para el año en que vayan a aplicarse.
- La retribución de las actividades reguladas del sistema gasista.
- Las previsiones de utilización de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución.

Actualmente, los precios máximos de venta de gas natural en el mercado regulado, los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas se recogen en tres Órdenes Ministeriales que entraron en vigor el pasado 20 de enero de 2004.

Aplicación del gas procedente del contrato de Argelia. En virtud del Real Decreto-Ley 6/2000, el 25% del gas natural correspondiente a los años 2001, 2002 y 2003 procedente de Argelia suministrado a través del gasoducto de El Maghreb en virtud del contrato suscrito con Sonatrach, la compañía estatal petrolera argelina, se asignó a las sociedades comercializadoras para su venta en el mercado liberalizado. El restante 75% se asignó a Enagas, S.A. para su venta a los distribuidores para su venta en el mercado regulado.

A partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente del citado contrato se aplica preferentemente al mercado regulado.

c) Garantía del suministro.

Legalmente se establece el derecho de todos los consumidores comprendidos en las áreas geográficas pertenecientes al ámbito de la correspondiente autorización al suministro de combustibles gaseosos por canalización en las condiciones que legalmente se establezcan.

Con la finalidad de asegurar el suministro, la Ley 34/1998 establece la obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad para los transportistas que incorporen gas al sistema, los comercializadores y los consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de un comercializador autorizado.

Asimismo, la Ley 34/1998 obliga a los transportistas que incorporen gas al sistema a diversificar sus aprovisionamientos cuando los mismos provengan del mismo país en una proporción superior al 60%.

Derecho de la Competencia.

Desde la aparición del Reglamento comunitario 2790/1999, que entró en vigor el 1 de enero de 2000, han aumentado las restricciones impuestas a los contratos de exclusividad firmados por suministradores y distribuidores de productos del petróleo que operen en mercados de la Unión Europea.

Con anterioridad a la entrada en vigor de este Reglamento 2790/1999, los contratos de distribución exclusiva entre suministradores y estaciones de servicio independientes que operaban como distribuidores se beneficiaban de una exención en bloque del artículo 81.1 del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea. La exención era aplicable siempre que los contratos de exclusividad no incluyeran restricciones “esenciales”, tales como imposición de los precios de reventa, y no tuvieran un plazo de vigencia superior a diez años, excepto en los casos en los que el distribuidor desarrollara su actividad en establecimientos arrendados por el suministrador. En este caso, el contrato de exclusividad podría suscribirse por un plazo máximo equivalente al plazo del arrendamiento.

A raíz de esta modificación legal y para asegurarse de seguir estando exenta de la prohibición del Art. 81.1 del TCCE, Repsol YPF consultó a la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea dado que Repsol no puede acogerse al nuevo Reglamento porque la exención en bloque que otorga esta nueva norma ahora ya no es aplicable si la cuota de mercado del suministrador excede del 30%, caso de Repsol YPF en España.

Como quiera que el nuevo Reglamento sólo se aplica a los contratos de exclusividad que tengan un periodo de vigencia inferior a cinco años, excepto en el caso de que el distribuidor desarrolle su actividad en establecimientos propiedad del suministrador o arrendados por éste a terceros independientes del suministrador, Repsol YPF ha decidido proponer en sus nuevos contratos una duración no superior a esos cinco años. Respecto de los contratos anteriores que a 31 de diciembre de 2000 excedían de dicho plazo de 5 años, Repsol YPF ha informado a los distribuidores propietarios de los puntos de venta de su decisión de terminarlos antes de la finalización de dicho plazo, cuando alcancen los cinco años de duración (contando desde el 31 de diciembre de 2002, cuando finalizó el periodo transitorio del Reglamento anterior), solicitando un reembolso proporcional de las inversiones realizadas.

Finalmente, y al objeto de obtener la máxima seguridad jurídica en relación con la normativa comunitaria, el 20 de diciembre de 2001 los modelos de contrato de distribución entre Repsol YPF y las estaciones de servicio, junto con los contratos específicos con distribuidores propietarios del suelo del punto de venta de duración superior a cinco años fueron presentados ante la Comisión de la Unión Europea para ser aprobados. A fecha de hoy, la Comisión no se ha pronunciado, aunque se confía en que los considere compatibles con el Tratado, puesto que se han adaptado de acuerdo con las sugerencias efectuadas por los servicios de la Comisión que los están estudiando.

En cuanto a la situación respecto de las autoridades españolas, el Tribunal de Defensa de la Competencia determinó mediante Resolución de 11 de julio de 2001 que algunos de los contratos firmados por Repsol YPF con sus distribuidores de carburantes no correspondían a auténticos contratos de comisión, por lo que eran acuerdos prohibidos al imponer el precio de reventa a los que el Tribunal de Defensa de la Competencia considera como revendedores.

Por este motivo, el Tribunal de Defensa de la Competencia impuso a Repsol YPF una multa de 3 millones de euros, decisión que ha sido recurrida ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional, que todavía no se ha pronunciado.

Asimismo el Tribunal de Defensa de la Competencia español (TDC) condenó a Repsol Butano, S.A., la empresa del grupo que suministra gas embotellado, imponiéndole una multa de 1,5 millones de euros por estimar como infracción ciertas restricciones impuestas por la compañía sobre sus distribuidores, cuales son una cláusula de no-competencia una vez finalizado su contrato con Repsol Butano, S.A. y la de no poder usar repuestos proporcionados por otras empresas. Aun cuando se ha recurrido esta Resolución ante las autoridades judiciales, Repsol Butano, S.A. ya había decidido antes de la Resolución condenatoria modificar sus contratos por un nuevo modelo que fue sometido a la autorización de la Autoridades de Competencia españolas. Recientemente, el Tribunal de Defensa de la Competencia ha denegado la autorización a los nuevos contratos, por razón de su exclusividad. Esa resolución admite recurso ante los Tribunales de Justicia y Repsol Butano, S.A., ha anunciado que va a solicitar a dichos Tribunales la suspensión del acuerdo, manteniendo entre tanto, las relaciones existentes con los agentes, hasta tanto obtenga el correspondiente pronunciamiento judicial.

Por otra parte, la Comisión Europea inició en el otoño del 2002 una extensa investigación en varios mercados relacionados con la fabricación de neumáticos. General Química, S.A., la empresa del grupo que produce derivados del caucho y aditivos para neumáticos, ha sido objeto de una inspección domiciliaria, como ocurrió con otras varias empresas en Europa y EE.UU., en el marco de una investigación anticártel. Por las mismas fechas Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A., la empresa del Grupo dedicada, entre otros, a la fabricación de asfaltos, también ha sido objeto de una verificación en el marco de otro procedimiento similar anticártel, al igual que se investiga a otras empresas del sector como Shell, TotalFinaElf, Exxon Mobil y BP.

La Comisión UE no ha informado aún si alguna de esas dos empresas del grupo será incluida formalmente en los procedimientos.

ARGENTINA

General

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 17.319, de ahora en adelante “La Ley de Hidrocarburos”, que fue sancionada en 1967. Dicha ley se aplica por

el Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía. 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. En 1992 la Ley N° 24.145, en adelante “Ley de Privatización”, reguló la privatización de YPF y tuvo como objeto llevar a cabo la transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, excluyendo los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de la Ley de Privatización, respecto de las cuales, de acuerdo al artículo 1° de dicha Ley, la transferencia operará al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes. La transferencia de dominio tendrá lugar cuando se haya sancionado y promulgado una nueva Ley de Hidrocarburos. Al presente el citado traspaso no se ha llevado a cabo al no haberse modificado aún la Ley de Hidrocarburos.

En octubre de 1994 la Constitución Nacional fue modificada. El nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional estableció que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. Asimismo el inciso 12 del artículo 75 de la Constitución autoriza al Congreso a sancionar leyes para el desarrollo de los recursos minerales existentes en el territorio nacional. Los gobiernos de las provincias en las cuales se encuentren ubicadas dichas recursos serán los responsables de la aplicación de dichas leyes. Al presente se han remitido al Congreso nuevos borradores de la Ley de Hidrocarburos. Estos borradores, de conformidad con el anteriormente citado artículo 124 contemplan que la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos corresponde a las provincias en cuyos territorios se encuentren. Las reformas de la Ley de Hidrocarburos aún no han sido aprobadas. No obstante lo expuesto, mediante el dictado de Decreto N° 546/2003 se reconoció a los Estados Provinciales el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones sobre aquellas áreas que sean revertidas a las provincias (denominadas “en transferencia”) y sobre aquellas que se definan en los planes de exploración y/o explotación por las autoridades provinciales competentes. Asimismo, respecto a las áreas mencionadas, las autoridades provinciales competentes tendrán todas las potestades otorgadas a la autoridad de aplicación por la legislación nacional vigente en lo concerniente a los contratos, permisos y concesiones adjudicados por los Estados Provinciales y les competirá la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y sus normas complementarias en sus respectivas jurisdicciones.

El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación Argentina sancionó la Ley No. 25.561 llamada Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario, que implicó un profundo cambio en el modelo económico vigente a esa fecha así como la reforma de la Ley de Convertibilidad No. 23.928 (vigente desde 1991) que había fijado el tipo de cambio de Dólares Estadounidenses a Pesos en una paridad de 1 a 1. Asimismo, la Ley 25.561 facultó al Poder Ejecutivo Argentino a sancionar medidas adicionales conducentes a superar la crisis económica en la que está inmerso el país. Con posterioridad a la promulgación de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, varias otras leyes y regulaciones han sido sancionadas.. Estas regulaciones han introducido diversas medidas entre las cuales las más significativas son las siguientes:

- La pesificación de los depósitos en dólares mantenidos en instituciones financieras del país al tipo de cambio de 1,40 pesos por cada dólar y de todas las obligaciones expresadas en moneda extranjera, contraídas al 6 de enero de 2002 en el país, al tipo de cambio de 1 peso por cada dólar. Los depósitos y deudas convertidos a pesos se actualizarán posteriormente por un “coeficiente de estabilización de referencia” (“CER”) a ser publicado por el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”),

que se aplicará retroactivamente partir del 4 de febrero de 2002 (fecha de promulgación del Decreto 214/2002) más una tasa de interés mínima para los depósitos y máxima para las obligaciones con el sistema financiero, establecidas por el BCRA. . Las obligaciones regidas por leyes no argentinas no han sido convertidas a pesos argentinos bajo las nuevas leyes. La mayor parte de la deuda de YPF denominada en dólares se rige por leyes no argentinas.

- Pesificación de todos los contratos privados denominados en moneda extranjera celebrados al 6 de enero de 2002, a un tipo de cambio de 1 peso por cada dólar y su posterior actualización por el CER en los términos arriba descriptos. Si por aplicación de ésta disposición, el valor resultante de la cosa, bien o prestación, fuere superior o inferior al del momento del pago, cualquiera de las partes podrá solicitar un reajuste equitativo del precio. En el caso de obligaciones de tracto sucesivo o de cumplimiento diferido este reajuste podrá ser solicitado anualmente, excepto que la duración del contrato fuere menor o cuando la diferencia de los valores resultare notoriamente desproporcionada. De no mediar acuerdo a este respecto, la justicia decidirá sobre el particular. Este procedimiento no podrá ser requerido por la parte que se hallare en mora y ésta le resultare imputable. Los jueces llamados a entender en los conflictos que pudieran suscitarse por tales motivos, deberán arbitrar medidas tendientes a preservar la continuidad de la relación contractual de modo equitativo para las partes,

Mediante el artículo 1° de la Ley 25.642 se prorrogó hasta el 30 de septiembre de 2002 el comienzo de la aplicación del CER para todas las obligaciones de dar sumas de dinero inferiores a \$ 400.000 a cargo de personas físicas y/o jurídicas. El CER no es aplicado a determinados préstamos personales o que tengan como garantía hipotecaria la vivienda única familiar.

- Pesificación de las tarifas de los servicios públicos anteriormente pactadas en dólares y su posterior renegociación caso por caso.
- El BCRA, mediante el dictado de distintas comunicaciones ha levantado el requisito general de autorización previa para la realización de transferencias al exterior por servicios de capital e intereses de préstamos financieros y dividendos, que había sido establecido con posterioridad a la sanción de la ley 25.561.

Al presente las personas físicas y jurídicas residentes en el país, deberán contar con la conformidad previa del BCRA para la realización de compras de billetes y divisas en moneda extranjera en el Mercado Único y Libre de Cambios solo si en el mes calendario: (i) el monto comprado supera el equivalente de dólares estadounidenses 2.000.000, o (ii) el monto en pesos abonado por las compras de divisas, supera el total en pesos que resulta de la suma de los pagos de derechos de exportación más tres veces el monto pagado por impuesto sobre los créditos y débitos en cuenta corriente bancaria, pagados por el contribuyente a la Administración Federal de Ingresos Públicos en el mes calendario previo al inmediato.

- Implementación de un nuevo régimen de derechos a las exportaciones de hidrocarburos por el término de 5 años con instrucción al Poder Ejecutivo Nacional para fijar los aranceles correspondientes. Mediante los Decretos Nos. 310/02 y 809/02 se fijaron derechos de exportación del 20% para el crudo y del 5% para la exportación de ciertos productos derivados del crudo y GLP. Con fecha 11 de mayo de 2004, mediante el dictado de las Resoluciones del Ministerio de Economía y Producción Nos. 335/04, 336/04 y 337/04 dichas alícuotas fueron aumentadas, estableciéndose las siguientes alícuotas: (i) 25% para petróleo crudo; (ii) 20% para el gas propano y gas

licuado de petróleo; y 5% para las gasolinas y diesel. Asimismo con fecha 26 de mayo de 2004 mediante el dictado del Decreto No. 645/04 se estableció un derecho de exportación del 20% aplicable a la exportación de gas natural licuado, gas natural en estado gaseoso, butano en estado gaseoso y otros gases.

Exploración y Producción

La Ley de Hidrocarburos establece el marco legal para la reglamentación de la exploración y producción de petróleo y gas en la Argentina. La Ley de hidrocarburos faculta al poder ejecutivo a establecer una política nacional para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos de Argentina, con el objetivo principal de satisfacer la demanda interna.

La Ley de Hidrocarburos permite el reconocimiento de superficie de territorios no cubiertos mediante permisos de exploración o concesiones de producción, mediante autorización de la Secretaría de Energía y con el permiso del propietario privado. La información obtenida como resultado del reconocimiento de superficie debe ser provista a la Secretaría de Energía. La Secretaría de Energía no puede divulgar esta información durante el período de dos años sin el permiso de la parte que llevó a cabo el reconocimiento, salvo en lo que respecta a la concesión de permisos de exploración o concesiones de producción.

Bajo la Ley de Hidrocarburos, el poder ejecutivo nacional puede otorgar permisos de exploración luego de la presentación de ofertas competitivas. Los permisos otorgados a terceros en virtud del proceso de desregulación y desmonopolización fueron concedidos de conformidad con los procedimientos especificados en los Decretos de Desregulación de Petróleo, y los permisos que cubrían áreas en las que YPF operaba en la fecha de sanción de la Ley de Privatización fueron otorgados a YPF por dicha ley. En 1991, el poder ejecutivo nacional estableció un programa bajo la Ley de Hidrocarburos (denominado Plan Argentina) conforme al cual los permisos de exploración podían ser licitados. El titular de un permiso de exploración tiene el derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de petróleo y gas dentro del área especificada por el permiso. Cada permiso de exploración puede cubrir solo áreas no comprobadas que no superen los 10.000 kilómetros cuadrados (15.000 kilómetros cuadrados off-shore) y puede ser otorgado por un período de hasta 14 años (17 años para exploración off-shore). El período de 14 años se divide en tres períodos básicos y un período de extensión. Al vencimiento de cada uno de los dos períodos básicos, se reduce la superficie cubierta por el permiso, como mínimo al 50% del resto de la superficie cubierta por el permiso. Al vencimiento de los tres períodos básicos, el titular del permiso debe restituir el resto de la superficie cubierta por el permiso al gobierno argentino, a menos que el titular solicite una extensión del período, en cuyo caso dicho permiso se limita la 50% del resto de la superficie.

Si el titular de un permiso de exploración descubre cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, el titular puede obtener un permiso exclusivo de producción y desarrollo de dicho petróleo y gas.

Una concesión de producción otorga al titular el derecho exclusivo de producir petróleo y gas del área cubierta por la concesión por un período de 25 años (más, en algunos casos, una porción de la parte no vencida del permiso de exploración subyacente). El poder ejecutivo puede extender el período por 10 años más, mediando una solicitud con una antelación no menor de 6 meses al vencimiento de la concesión. Una concesión de producción, además, confiere al titular el derecho de realizar todas las actividades necesarias o adecuadas para la producción de petróleo y gas, siempre que dichas actividades no interfieran en las actividades

de otros titulares de permisos de exploración y concesiones de producción. Una concesión de producción faculta la titular a obtener una concesión de transporte para el petróleo y el gas producidos.

Los permisos de exploración y concesiones de producción exigen la ejecución de todas las actividades necesarias por parte de los titulares para encontrar o extraer hidrocarburos, mediante el uso de técnicas adecuadas y la realización de ciertas inversiones. Además, los titulares deben:

- evitar daños en yacimientos petrolíferos y el desperdicio de hidrocarburos,
- tomar los recaudos necesarios para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, industria pesquera, redes de comunicación, napas freáticas, y
- cumplir con todas las leyes y normativas federales, provinciales y municipales que fueran aplicables.

Los titulares de concesiones de producción, incluyendo a YPF, deben además pagar regalías a la provincia en la cual se lleve a cabo la producción por un monto del 12% del precio de boca de pozo (equivalente al precio FOB menos los costos de transporte y ciertas otras deducciones) del crudo producido y 12% del valor del volumen utilizado del gas natural producido, basado en el precio de venta, menos los costos de transporte, almacenamiento y tratamiento. Todo el petróleo y gas producidos por el titular de un permiso de exploración antes del otorgamiento de una concesión de producción estarán sujetos al pago de un regalía del 15%.

Los permisos de exploración y las concesiones de producción y transporte quedarán extinguidas en cualquiera de los siguientes casos:

- incumplimiento en el pago de los cánones anuales dentro de los tres meses de la fecha de pago;
- incumplimiento en el pago de las regalías dentro del período de tres meses de la fecha de pago;
- incumplimiento sustancial e injustificado respecto de la producción, conservación, inversión, obras y demás obligaciones especificadas;
- incumplimiento reiterado en el suministro de información o en facilitar la inspección por parte de autoridades o en el uso de la tecnología adecuada para las operaciones;
- en el caso de permisos de exploración, la falta de solicitud de una concesión de producción dentro del período de 30 días a partir de la determinación de la existencia de cantidades comercialmente explotables de hidrocarburos;
- quiebra del titular del permiso o la concesión;
- fallecimiento o finalización de la existencia legal del titular del permiso o concesión; o
- incumplimiento del transporte de hidrocarburos para terceros en forma no discriminatoria o la violación reiterada de las tarifas por dicho transporte.

Cuando una concesión de hidrocarburos vence o finaliza, todos los pozos de petróleo y gas, los equipos de operación y mantenimiento y las instalaciones se restituyen automáticamente al gobierno argentino, sin pago alguno al titular de la concesión.

La Ley de Privatización otorgó a YPF 24 permisos de exploración cubriendo aproximadamente 132.735 kilómetros cuadrados y 50 concesiones de producción cubriendo aproximadamente 32.560 kilómetros cuadrados. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de producción que puede detentar una entidad. YPF quedó exento de dicho límite respecto de los permisos de exploración y concesiones de producción que le otorgara la Ley 24.145. La Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos, aplicando una interpretación restrictiva de los artículos 25 y 34 de la Ley 17.319, ha objetado el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de producción en las cuales YPF tiene una participación del 100%. Si dicho límite se aplica en el futuro, puede afectar la capacidad de YPF para adquirir el 100% de nuevos permisos de exploración y / o concesiones de explotación. Como consecuencia de la transferencia de la propiedad de ciertas zonas de hidrocarburos a las provincias de conformidad con el Decreto Número 1055/89 y la Ley 24.145, YPF participa en licitaciones públicas organizadas a partir del año 2000 por el gobierno provincial de Neuquén para la adjudicación de contratos de exploración de hidrocarburos.

Legislación sobre las Zonas de Seguridad

La ley argentina limita la capacidad de empresas extranjeras para poseer bienes inmuebles, concesiones petroleras o derechos al subsuelo ubicados dentro o respecto de zonas definidas como zonas de seguridad (principalmente regiones fronterizas). La aprobación del gobierno argentino puede ser necesaria:

- para que los accionistas de empresas extranjeras adquieran el control sobre YPF, o
- si la mayoría de las acciones de YPF pertenecen a accionistas no argentinos, para nuevas adquisiciones de bienes inmuebles, derechos al subsuelo, concesiones petroleras u otras concesiones del gobierno argentino ubicadas dentro, o respecto de, zonas de seguridad. Dado que se requiere de la aprobación de las acciones de la Clase A para un cambio en el control de YPF según sus estatutos, y que es necesaria la aprobación del poder ejecutivo nacional o de los gobiernos provinciales para el otorgamiento o transferencia de concesiones petroleras, Repsol YPF considera que la exigencia de posibles requisitos adicionales bajo la legislación sobre zonas de seguridad no tendrá un impacto significativo en sus operaciones.

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, y declarando sujeta a privatización a la empresa Gas del Estado Sociedad del Estado. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

A efectos de la privatización del Gas del Estado, las cinco principales líneas de transmisión de gas natural fueron divididas en dos sistemas, transporte de gas del norte y transporte de gas del sur. Dicha división fue realizada sobre bases geográficas y a efectos de permitir a ambos sistemas de transporte acceso a las fuentes de producción de gas y a los principales centros de demanda de gas circundantes a Buenos Aires. Estos dos sistemas de transporte fueron transferidos a dos nuevas compañías de transporte de gas. En cuanto al sistema de distribución de gas natural, el mismo fue dividido entre ocho compañías regionales de distribución, incluyendo dos compañías que abastecen la zona del gran Buenos Aires. En

1997, fue otorgada una nueva licencia de distribución de gas natural para las provincias de Chaco, Formosa, Entre Ríos, Corrientes y Misiones.

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.

Luego de establecido el 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. En el año 2001 la Secretaría de Energía dictó la Resolución No. 131/01 estableciendo un sistema de aprobación automática de las solicitudes de exportación de gas natural, sujeta a determinadas condiciones que se deberán cumplir al momento de la presentación de la solicitud. El 24 de marzo de 2004 la Secretaría de Energía dictó la Resolución No. 265/04 mediante la cual se adoptan medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico. Las medidas ordenadas por esta resolución incluyen: (i) se suspende la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el abastecimiento interno; (ii) se dispone la suspensión y revisión de la Resolución No. 131/01 y todas las tramitaciones para la obtención de autorizaciones de exportación radicadas en la Secretaría de Energía y las que eventualmente se presenten en el futuro; (iii) se instruye a la Subsecretaría de Combustibles a elaborar un programa de racionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte originalmente reservada para esos fines.

Con fecha 29 de marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles dictó la Disposición No. 27/04 mediante la cual se aprobó el Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y del Uso de la Capacidad de Transporte originariamente reservada para esos fines. Este programa tiene carácter transitorio y resulta de aplicación mientras la inyección de gas natural por cuenca sea inferior a determinadas demandas. Asimismo el programa resulta de aplicación exclusivamente a: (i) los volúmenes de gas natural destinados a la exportación y a la generación de electricidad para exportar, en la medida necesaria para completar la inyección de los sistemas de transporte para abastecer el mercado interno; y (ii) los servicios de transporte ligados a la exportación que sean requeridos para el abastecimiento interno. El programa establece un orden de prioridad para la suspensión de las exportaciones de gas en función de: (i) el grado de cumplimiento del compromiso básico de suministro de gas natural al mercado interno de los productores asumidos por cada uno de ellos al momento del otorgamiento de la autorización de exportación de gas natural respectiva; y (ii) la evolución posterior de las ventas al mercado interno. Asimismo la Disposición No. 27/04 establece un volumen máximo de exportación en función del cual ninguna autorización de exportación podrá ejecutarse por niveles superiores a los registrados durante el año 2003, excluyendo a los excedentes, salvo autorización expresa de la Subsecretaría de Combustibles. Fundamentándose en la Disposición No. 27/04, la Sub-Secretaría de Energía ordenó a YPF que suspenda temporariamente ciertas exportaciones de gas natural y que redirija dichos volúmenes de gas natural al mercado interno. YPF ha invocado la presencia de una situación de fuerza mayor bajo los acuerdos correspondientes de compra y venta de gas natural y algunas de las contrapartes han rechazado tal invocación.

En junio de 2004, la Secretaría de Energía dictó la resolución Número 659/04, mediante la cual se eliminó el límite sobre las autorizaciones para las exportaciones de gas natural (sobre la base de una comparación de los volúmenes a exportar en 2004 y los volúmenes exportados en 2003) establecido en la reglamentación 27/04. Asimismo, la resolución 659/04 estableció un nuevo programa para el abastecimiento adecuado de gas natural al mercado interno.

Mediante el dictado del Decreto No. 689/02 se estableció una excepción a la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario, estableciéndose que los contratos de compraventa de gas natural destinados a exportación cuyo precio haya sido originalmente pactado en moneda extranjera, como asimismo las tarifas de transporte de gas natural destinado a exportación no serán pesificados.

En enero de 2004 se dictó el Decreto No. 181/04 mediante el cual se autorizó a la Secretaría de Energía a realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el mercado local. Con fecha 22 de abril de 2004, mediante el dictado de la Resolución No. 208/04 se homologó el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte” dispuesto por el Decreto No. 181/04. Los aspectos principales del acuerdo son: (i) inicialmente los ajustes de precio se aplican exclusivamente al gas natural que los productores suministren a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes destinado a usuarios industriales, a nuevos consumidores directos y a los generadores de energía eléctrica en tanto la misma se encuentre destinada al mercado interno; (ii) se ajustan los precios a partir del 10 de mayo de 2004 sobre la base de una relación de cambio entre el peso y el dólar estadounidense equivalente a \$ 2,90 = U\$S 1; (iii) la Secretaría de Energía dispondrá en el futuro la implementación progresiva de un esquema de normalización de precios del gas natural destinado a los usuarios residenciales.

En consecuencia, por aplicación de las normas antes mencionadas el precio del gas natural en el mercado local, varía en razón de la categoría de usuario y el tipo de contratación, según el siguiente detalle:

- a) Grandes usuarios industriales que compran gas directamente al productor: el precio del gas es libremente negociado entre comprador y vendedor.
- b) Usuarios industriales que se abastecen de una Distribuidora de Gas y generadores de electricidad: a partir del 10 de mayo de 2004 se aplica el esquema de normalización de precios escalonado hasta el 31 de julio de 2005.
- c) Usuarios residenciales y pequeños comercios: se dispondrá en el futuro la implementación progresiva de un esquema de normalización de precios a fin de que al 31 de diciembre de 2006 estos usuarios estén pagando los valores de referencia pagados por los usuarios identificados en el apartado b) anterior al 31 de julio de 2005.

En el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”, la Secretaría de Energía se obligó a implementar los ajustes de precios dispuestos en el esquema de normalización de manera oportuna y efectiva de modo tal de permitir a los productores cobrar dichos precios de las empresas distribuidoras de gas o de los generadores de electricidad, incluyendo: i) el traslado de dichos precios a las tarifas de distribución de gas; y ii) el reconocimiento de los referidos precios del gas natural como Precio de Referencia del Gas en la declaración de costos variables de producción de las centrales térmicas.

Transporte de Hidrocarburos

La ley de Hidrocarburos No. 17.319 permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de transporte por un plazo de 35 años, pudiendo el Poder Ejecutivo Nacional, a petición del concesionario de transporte, prorrogar la concesión por hasta 10 años más. Vencidos dichos

plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado Nacional sin cargo ni gravamen alguno. La concesión de transporte confiere el derecho a trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión, obras viales, portuarias y férreas y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema. Mientras las instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los concesionarios estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación y por la misma tarifa para todos en igualdad de circunstancias, pero esta obligación quedará subordinada a la satisfacción de las necesidades del propio concesionario. La Ley de Privatización otorgó a YPF concesiones de transporte de hidrocarburos por 35 años respecto sobre los ductos operados por la compañía a la época de la sanción de dicha ley. Los sistemas de transporte y distribución de gas natural son regidos por la ley 24.076 (Marco Regulatorio de la Actividad de Transporte y Distribución de Gas Natural)

Refino

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino, como asimismo 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

Conforme a la Ley de Hidrocarburos y a los Decretos de Desregulación de la Industria Petrolera, los titulares de concesiones tienen derecho de producir y ser propietarios de petróleo y gas, y de disponer de dicha producción en el mercado sin restricción alguna. En el año 2002, el Decreto No. 867/02 declaró una emergencia temporaria para el suministro de hidrocarburos dentro de la Argentina durante el período comprendido entre mayo y junio de 2002, y autorizó a la Secretaría de Energía a establecer el volumen de crudo y gas GLP que se vendería en el mercado interno hasta el 30 de septiembre de 2002. Además, las Resoluciones 140/02 y 166/02 (ambas derogadas) establecieron un límite a las exportaciones de crudo durante el período junio-septiembre de 2002.

En la actualidad, YPF, al igual que otras compañías privadas que producen petróleo bajo contratos prestación de servicios con YPF, luego de la conversión de dichos contratos en concesiones, pueden vender su producción en mercados internos o externos, y los refinadores pueden obtener crudo de proveedores dentro o fuera de Argentina.

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. Si el poder ejecutivo nacional restringe la exportación petróleo y productos petrolíferos o la libre disposición de gas natural, los Decretos de Desregulación Petrolera establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio:

- en el caso de productos derivados de petróleo y de crudo, que no sea inferior al precio de productos similares derivados de petróleo y de crudo importados; y
- en el caso de gas natural, que no sea inferior al 35% del precio internacional por metro cúbico de petróleo liviano árabe, 34API.

La Resolución Número 85/2003 de la Secretaría de Energía ratificó el acuerdo suscripto entre los productores de crudo, incluyendo a YPF, y los refinadores para la estabilidad de los precios del crudo, la nafta y el gasoil. Este acuerdo establece que durante el primer trimestre de 2003, el crudo enviado a las refinerías por parte de productores se facturará y pagará en base al precio de referencia WTI del crudo de S\$28,50 por barril. La diferencia entre este precio de referencia y el precio real WTI del crudo será asignada a una “cuenta de ajuste de precio” y el productor recibirá la diferencia entre el precio de referencia y el precio WTI real a partir del momento que el precio WTI real cayera por debajo del precio de referencia. Los montos asignados a la cuenta de ajuste de precio devengarán una tasa de interés anual equivalente a (i) LIBOR más 2% o (ii) 8% anual, la que resulte mayor. Los acuerdos de venta de crudo en vigencia o celebrados entre enero y marzo de 2003 debían incorporar una cláusula adicional que reflejara este mecanismo. Esta cláusula será revisada en forma mensual y puede ser rescindida por cualquiera de las partes si (i) el tipo de cambio del peso se depreciara por debajo de la paridad Ps.3.65=U\$S1 (tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina), (ii) los precios WTI del crudo superaran la suma de U\$S35 por barril durante 10 días de cotización consecutivos, (iii) los precios WTI del crudo cayeran por debajo de U\$S22 por barril durante 10 días de cotización consecutivos o (iv) los impuestos y/o derechos de exportación aplicables a los productores petroleros sufrieran un aumento.

El 25 de febrero de 2003, los productores y refinadores de petróleo celebraron un acuerdo complementario al acuerdo para la estabilidad de los precios del crudo, nafta y gasoil. Las partes que intervinieron en este acuerdo acordaron extender el acuerdo para la estabilidad de los precios del crudo, nafta y gasoil hasta el 31 de marzo de 2003, y fijar un precio máximo de referencia WTI de U\$S36 por barril en los acuerdos para la entrega de petróleo crudo al mercado local celebrados entre productores y refinadores de petróleo hasta el 31 de marzo de 2003.

En el transcurso del año 2003 y nuevamente en enero de 2004, los productores y refinadores de petróleo extendieron el acuerdo para la estabilidad de precios respecto del crudo, nafta y diesel. Además, las partes acordaron que los montos asignados a la cuenta de ajuste de precio devengarán una tasa de interés anual equivalente a: (i) la tasa LIBOR más 2% o (ii) 7% anual, la que resulte mayor.

En mayo de 2004 se adoptó un nuevo acuerdo. Este acuerdo establece la aplicación de un método de estimación de precios para la determinación del precio del crudo que los productores deben enviar a las refinerías a partir de mayo de 2004. Para determinar el precio, el acuerdo establece la aplicación de dos coeficientes al precio real WTI, dependiendo de la cotización del precio del crudo WTI, de la siguiente manera: (i) 0,86% cuando el precio del crudo WTI disminuye por debajo de U\$S 36 por barril, y (ii) 0,80% cuando el precio del crudo WTI es o supera U\$S 36 por barril.

En abril de 2002, el gobierno nacional y las principales compañías petroleras, incluyendo YPF, llegaron a un acuerdo para desregular un subsidio otorgado por el gobierno nacional a las empresas de transporte de colectivos. Este acuerdo, denominado “Convenio de Estabilidad de Suministro de Gas Oil” fue aprobado mediante Decreto Número 652/02 y aseguró a las empresas de transporte el abastecimiento necesario de gasoil al precio fijo de Ps. 0,75 por litro a partir del 22 de abril de 2002 hasta el 31 de julio de 2002. Además, dispuso que las compañías petroleras deberán compensar la diferencia entre el precio fijo y el precio de mercado utilizando el crédito generado por dicha diferencia a través de la compensación contra los pagos que las empresas petroleras deban efectuar respecto de sus exportaciones de petróleo (derechos de aduana). Este convenio se extendió hasta el 31 de agosto de 2002. A

través de un nuevo acuerdo de estabilización de precios, el subsidio se prorrogó hasta el 31 de marzo de 2004. Además, el precio subsidiado del gasoil se incrementó a Ps. 0,82 por litro.

Impuestos

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales, y a derechos regulares sobre las importaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a dichos titulares una garantía jurídica contra nuevos impuestos y ciertos aumentos de impuestos a niveles provinciales y municipales. Los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción deben pagar un cánón anual sobre la base de la superficie concedida. Además, la “ganancia neta” (según su definición en la Ley de hidrocarburos) de los titulares de permisos y concesiones derivadas de la actividad de dichos titulares está sujeta a un impuesto especial a las ganancias del 55%. Este impuesto nunca se ha aplicado. Cada permiso o concesión otorgada a una entidad que no sea YPF establece que su titular está sujeto, en cambio, al régimen tributario general argentino, y un decreto del poder ejecutivo nacional establece que YPF también está sujeta, en cambio, al régimen tributario general argentino.

Luego de la introducción de los precios de mercado para productos de petróleo refinados en virtud de la desregulación de la industria petrolera, la Ley 23.966 estableció un impuesto basado en el volumen de las transferencias de ciertos tipos de combustibles, reemplazando así el régimen impositivo anterior de los combustibles, que estaba basado en el precio regulado. La Ley 24.745 modificó, a partir de agosto de 2003, el mecanismo para calcular el impuesto, reemplazando el anterior valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje que se debe aplicar al precio de venta, manteniendo como impuesto mínimo el valor fijo anterior.

En cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, el gobierno argentino impuso (mediante los Decretos 310/2002 y 809/2002 del poder ejecutivo, con las modificaciones introducidas por las resoluciones 335/04, 336/04 y 337/04 emitidas por el Ministerio de Economía y Producción el 11 de mayo de 2004) derechos a las exportaciones de petróleo crudo del 25%, 20% para butano, metano y GLP y 5% para nafta y diesel. Asimismo, el 26 de mayo de 2004, mediante el Decreto 645/04 se estableció un derecho a las exportaciones de gas natural y GNL del 20%.

Ciertos contratos bajo los cuales YPF exporta gas establecen que todo impuesto (término que a criterio de YPF incluye los mencionados derechos sobre las exportaciones) que sea creado luego de la firma de dichos acuerdos será pagado por el comprador del mismo. En consecuencia, es razonable estimar que los derechos aplicables sobre las exportaciones no serán afrontados en su totalidad por YPF.

Acuerdos de libre competencia

El 16 de junio de 1999, el Ministerio de Economía y Obras Públicas entregó a Repsol YPF una carta en la que se establecen una serie de obligaciones que Repsol YPF debería retomar si adquiriese la mayoría del capital accionario de YPF. Repsol YPF, en una carta de fecha 17 de junio de 1999, aceptó los requerimientos del Ministerio que se describen a continuación:

- Repsol YPF debe ordenar a YPF que no renueve contratos específicos bajo los cuales YPF compra gas natural. Repsol YPF estima que estos contratos representan aproximadamente 15% del gas natural vendido en Argentina por YPF y Repsol YPF en 1998.

- Para el 1 de enero de 2001, YPF debía desprenderse de la capacidad de refinación en Argentina equivalente al 4% de la capacidad total instalada de Argentina al 31 de diciembre de 1998, y de una cierta cantidad de estaciones de servicio que representan un volumen de ventas equivalente al registrado por Eg3 en 1998. Ambos requerimientos fueron cumplidos mediante el acuerdo de intercambio con Petrobras. Además de Eg3, el acuerdo de intercambio comprende otros activos ubicados en Argentina. Repsol YPF recibió activos en Brasil valuados en aproximadamente U\$S 559 millones.
- Hasta el vencimiento de los contratos de gas mencionados, Repsol YPF no puede participar en ningún nuevo proyecto de generación de electricidad.
- Repsol YPF debe eliminar de sus contratos de exportación de GLP de YPF todas las disposiciones que prohíban la reimportación por parte del comprador.
- Para el 1 de diciembre de 2002, Repsol YPF debe reducir su participación en el mercado minorista de GLP en un 4%. Repsol YPF estima que la participación conjunta de Repsol YPF e YPF en este mercado era aproximadamente de 38% en diciembre de 1998.
- Hasta el 1° de diciembre de 2002, Repsol YPF debe aplicar en forma de reducciones de precios todos los beneficios obtenidos a partir de economías escala en sus operaciones de GLP en Argentina como consecuencia de la adquisición de YPF. Repsol YPF estima que estos beneficios consistieron básicamente en reducciones de costos, lo cual podría transferirse directamente a los consumidores.

Repsol YPF considera que cumple con todas las obligaciones requeridas en la carta firmada el 17 de junio de 1999, y el gobierno argentino no ha planteado ninguna objeción respecto del cumplimiento de dichas obligaciones.

El 14 de marzo de 2000, la Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor del Ministerio de Economía emitió un comunicado de prensa estableciendo una serie de pautas sobre el modo en que Repsol YPF debía cumplir la obligación establecida en la carta del 16 de junio de 1999 del Ministerio de Economía y Obras Públicas de la Argentina en la que se exige que Repsol YPF se desprenda de sus activos de refinación y estaciones de servicio en Argentina en virtud de la adquisición del control de YPF:

- (1) Repsol YPF debe efectuar la venta requerida de las estaciones de servicio a un único comprador.
- (2) El bloque de estaciones de servicio y capacidad de refinación que deberá venderse debe corresponder a un valor equivalente de la participación de Repsol YPF's en los mercados geográficos y de productos pertinentes antes de su adquisición de YPF en 1999. La venta del bloque de estaciones de servicio debe mantener la participación de Repsol YPF en el mercado al mismo nivel que antes de la adquisición de YPF. Repsol YPF debe transferir la capacidad de refinación suficiente que permita el abastecimiento del bloque de estaciones de servicio transferidas.
- (3) La entidad que adquiera las estaciones de servicio y activos de refinación no debe tener convenios con Repsol YPF. Además, Repsol YPF no podrá transferir los activos a ninguna entidad relacionada ni a ninguna entidad cuya participación en el mercado supere el 10% para cada una de las actividades de refinación y estaciones de servicio en Argentina.
- (4) La Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor puede supervisar la venta de los activos específicos de Repsol YPF. El Tribunal de Defensa de la Competencia tendrá la

facultad de revertir la venta de los activos de refinación específicos y estaciones de servicios de Repsol YPF.

Repsol YPF cumplió todos los requisitos mencionados mediante la celebración del acuerdo de intercambio con Petrobras en diciembre de 2001.

Repsol YPF considera que la adquisición de YPF no estará sujeta a nuevas inspecciones anti-monopólicas en Argentina bajo las leyes vigentes. Sin embargo, el Ministerio no ha declarado que no se realizarán nuevas inspecciones anti-monopólicas y no existen garantías de que no se le exigirá en el futuro a Repsol YPF que acepte obligaciones adicionales u otras medidas para enfrentar los efectos anti-competitivos de la adquisición de YPF.

Repatriación de Moneda Extranjera

El Decreto Número 1589/89 del Poder Ejecutivo, relacionado a la Desregulación de la Industria de Petróleo, permite que YPF y otras empresas dedicadas a actividades de producción de petróleo y gas en Argentina vendan y dispongan libremente de los hidrocarburos que producen. Además, según el Decreto Número 1589/89, YPF y otros productores de petróleo tienen derecho a mantener fuera de Argentina hasta el 70% de los fondos en moneda extranjera que reciban de las ventas de crudo y gas, debiendo repatriar el 30% restante a través de los mercados de cambio de Argentina.

En diciembre de 2002, YPF presentó una acción declarativa de certeza ante un Tribunal federal argentino solicitando aclaraciones respecto de la incertidumbre generada por las opiniones y manifestaciones de diversos organismos de asesoramiento oficial que dictaminaban que el derecho del que goza la industria hidrocarburífera respecto de la libre disponibilidad de hasta un 70% de las divisas procedentes de exportaciones de hidrocarburos, establecido en el Decreto N° 1589/89, había sido implícitamente derogado por el nuevo régimen cambiario establecido por el Decreto N° 1606/02. El 9 de diciembre de 2002, YPF obtuvo una medida cautelar que ordenaba al Gobierno Argentino, al Banco Central de la República Argentina y al Ministro de Economía, abstenerse de dictar cualquier acto que interfiriera en el acceso y uso por YPF del 70% de las divisas procedentes de sus exportaciones de hidrocarburos. Con posterioridad a la publicación del Decreto N° 2703/02, YPF amplió su demanda de aclaración para que fuera resuelta cualquier duda que dicho precepto pudiera plantear. El 1 de diciembre de 2003, la Cámara Federal de Apelaciones resolvió que el Decreto N° 2703/02, que permitía a las compañías del sector petrolero y gasista mantener en el exterior hasta un 70% de los ingresos de las exportaciones, había tornado innecesario el mantenimiento de la medida cautelar. En cualquier caso, la decisión de la Cámara Federal no tenía pronunciamiento alguno respecto de la disponibilidad de la exención a convertir los ingresos de operaciones de exportación realizadas por compañías gasistas y petroleras en moneda nacional. El 15 de diciembre de 2003, YPF presentó una moción para clarificación, solicitando al tribunal para que aclarara si la exención estaba disponible para las compañías petroleras y gasistas durante el periodo comprendido entre la fecha de emisión del Decreto 1606/01 y la del Decreto 2703/02. El 6 de febrero de 2004, la Cámara de Apelaciones desestimó la moción de YPF, indicando que las provisiones del Decreto 2703/02 eran suficientemente claras y confirmó el levantamiento de la medida cautelar que prohibía al Banco Central y al Ministro de Economía interferir en el acceso de YPF a los ingresos en divisas. El 19 de febrero de 2004, YPF presentó una apelación extraordinaria ante la Corte Suprema de Justicia contra la desestimación de la moción por la Cámara Federal de Apelaciones y solicitó el reestablecimiento de la medida cautelar frente al Banco Central y el Ministro de Economía.

IV.1.3 Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF

Riesgo de precio del petróleo

Los precios del crudo han fluctuado mucho a lo largo de los últimos 10 años y están sujetos a las fluctuaciones de la demanda y la oferta a nivel internacional, que están fuera del control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos, especialmente en Oriente Medio, los acuerdos alcanzados por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la evolución de los stocks de petróleo y derivados, la participación de especuladores y operaciones de cobertura, así como significativos conflictos geopolíticos (guerra en Irak) pueden afectar de forma directa a las cotizaciones internacionales y a la oferta disponible.

La reducción en los precios del crudo afecta a la rentabilidad de la actividad de exploración y producción de Repsol YPF al disminuir la recuperabilidad económica de las reservas descubiertas, a los precios de la producción obtenida y puede afectar a los planes de inversión en este área. Asimismo, una reducción significativa de inversiones en este área podría tener un efecto negativo en la reposición de las reservas de crudo.

El equilibrio en la contribución al resultado operativo de las actividades de “exploración y producción” y “refino y comercialización” reduce la volatilidad de los beneficios, porque el efecto en el resultado de las variaciones en el precio del crudo suele tener sensibilidades contrapuestas en estas actividades. No obstante, Repsol YPF no puede asegurar que como consecuencia de tener un mayor equilibrio entre estas actividades su resultado operativo sea menos volátil.

A continuación se presenta un detalle de la evolución del precio del crudo en los últimos años.

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
Precio medio del crudo Brent (dólares/barril)	28,50	24,46	25,02	28,83
Porcentaje de variación anual media	58,60%	(14,17)%	2,29%	15,22%

Seguidamente se recoge la evolución del precio del crudo en los primeros seis meses del ejercicio 2004.

	<u>01/2004</u>	<u>02/2004</u>	<u>03/2004</u>	<u>04/2004</u>	<u>05/2004</u>	<u>06/2004</u>
Precio medio del crudo Brent (dólares/barril)	31,23	30,83	33,79	33,25	37,80	35,05
Porcentaje de variación	4,57%	(1,27)%	9,60%	(1,60)%	13,68%	(7,28)%

Para gestionar estos riesgos, Repsol YPF realiza operaciones de cobertura mediante futuros y otros instrumentos derivados. Repsol YPF compra y vende contratos de futuro (principalmente en el International Petroleum Exchange “IPE” y el New York Mercantile Exchange “NYMEX”), con el fin de reducir su riesgo frente a los efectos que tienen los cambios de los precios de mercado, sobre las existencias de crudo y de productos. Ocasionalmente, Repsol YPF compra y vende instrumentos derivados en mercados no organizados, principalmente futuros, swaps y opciones, a instituciones financieras que disponen de la calificación crediticia (rating) “A” o superior. Estos instrumentos se utilizan para reducir el riesgo de mercado que surge de las actividades industriales y comerciales de

Repsol YPF. En el capítulo V.8.A) se describen las operaciones realizadas por Repsol YPF para cubrir este riesgo.

Riesgo del precio del gas natural

Los precios del gas natural suelen variar entre los países en los que opera Repsol YPF, como resultado de las diferencias en las condiciones de suministro, demanda y regulación; esos precios pueden ser inferiores a los precios imperantes en otras regiones. Adicionalmente, las condiciones de exceso de suministro existentes en determinadas zonas, no pueden ser utilizadas en otras, por la falta de infraestructuras y las dificultades para transportar gas natural. Debido a la importante inversión global en infraestructuras, se espera que los precios del gas natural en los países en los que opera Repsol YPF permanezcan por debajo de los precios predominantes para el gas natural producido en aquellas regiones en las que existe una gran demanda y redes de transporte adecuadas, como es el caso de Estados Unidos.

Riesgo país Argentina

La adquisición del control de YPF a lo largo de 1999 ha supuesto mantener una parte muy significativa de los activos del Grupo Repsol YPF en Latinoamérica y principalmente en Argentina.

A 31 de diciembre de 2003 y 2002 el 37,7% y el 40,6%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, fundamentalmente dedicados a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo, el 56,9% y el 47,3% del resultado operativo de Repsol YPF a 31 de diciembre de 2003 y 2002, respectivamente, procedía de las actividades realizadas en dicho país. Además, a 31 de diciembre de 2003 y 2002 el 50% y el 59%, respectivamente, de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas estaban ubicadas en Argentina.

En la segunda mitad de 2001 se desencadenaron en Argentina acontecimientos que dieron lugar a un rápido deterioro tanto económico como social. Esta situación llevó al gobierno de la nación a la aprobación de una serie de medidas de emergencia, algunas de las cuales afectaron directamente al sector de hidrocarburos.

Con fecha 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la Ley No25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. La nueva normativa y sus disposiciones complementarias establecieron el abandono de la convertibilidad del peso y el establecimiento de un tipo de cambio oficial y de un mercado libre de cambio. La paridad del mercado oficial fue establecida en 1,40 pesos por dólar estadounidense y la cotización del mercado libre al cierre del primer día de reapertura del mercado cambiario (11 de enero de 2002), que había estado suspendido desde el 23 de diciembre de 2001, osciló entre 1,60 y 1,70 pesos por cada dólar estadounidense. (Para más información ver Capítulo IV.1.2 Marco legal – Argentina).

Seguidamente se recoge la evolución de los tipos de cambio del peso frente al dólar desde diciembre de 2001.

Pesos por dólar						
23/12/01	11/01/02 (*)	31/12/02	31/03/03	30/06/2003	31/12/2003	30/06/2004
1	1,7	3,32	2,93	2,75	2,91	2,94

(*) Primer día de reapertura del mercado cambiario que permaneció suspendido desde el 23 de diciembre de 2001

La devaluación en Argentina supuso un ajuste en el patrimonio neto del Grupo Repsol YPF registrado en el epígrafe “Diferencias de conversión” de 2.552 millones de euros, de los cuales 1.102 se registraron en 2002 y 1.450 en 2001.

El resultado neto del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2002 y 2001 se vio afectado adversamente por la crisis argentina, en particular por las pérdidas resultantes de la devaluación del peso y la disminución de valor de los activos en Argentina como consecuencia de las medidas del gobierno argentino para el sector petrolero.

Estos factores condujeron a una disminución en el resultado neto de Repsol YPF de 188 y 957 millones de euros en los ejercicios 2002 y 2001, respectivamente. Los principales componentes, antes de impuestos, que influyeron en la disminución del resultado del ejercicio 2002 fueron las pérdidas por diferencias de cambio por importe de 134 millones de euros y las pérdidas de las filiales argentinas consolidadas que ascendieron a 126 millones de euros. En la disminución del resultado de 2001, los principales factores, antes de impuestos, fueron los gastos por la pérdida de valor por depreciación de los activos fijos que ascendieron a 653 millones de euros, las provisiones por deudas de dudoso cobro por 251 millones de euros y las pérdidas por diferencias de cambio por 189 millones de euros relativas a la financiación en dólares de los activos denominados en pesos.

En el ejercicio 2003 no ha sido preciso registrar ajuste específico alguno, debido a la estabilidad del tipo de cambio del peso frente al dólar.

En relación con la situación política y económica existente en Argentina a la fecha de registro de este Folleto hay que señalar lo siguiente:

Tras cuatro años consecutivos de caída del PIB, 2003 ha sido un año de recuperación de la economía argentina. El crecimiento económico anual que ha sido del 8,8% ha estado impulsado por la industria manufacturera (crecimiento del 16,3%) y por la construcción (38% de tasa de variación anual).

En el marco de la recuperación económica, las importaciones aumentaron un 54% en 2003, llegando a 13.813 millones de dólares. La balanza comercial registró un fuerte superávit, de 15.536 millones de dólares. Aunque algo menor al de 2002, el saldo de la balanza por cuenta corriente volvió a mostrar un fuerte superávit, cercano al 6% del PIB. Como contrapartida, se produjeron salidas netas de capitales y también un aumento de las reservas internacionales de divisas del Banco Central.

El tipo de cambio del peso frente al dólar se ha apreciado a lo largo del año, comenzando en 3,40 pesos por dólar y finalizando en 2,90 pesos por dólar. La tasa de inflación minorista, de sólo el 3,7% interanual en el mes de diciembre, resultó muy inferior a las proyecciones realizadas a principios de 2003.

En el plano fiscal, la recuperación económica y la permanencia de impuestos de emergencia tales como las retenciones a las exportaciones de crudo y productos, derivaron en una notable mejora de las cuentas públicas. La recaudación de la AFIP (Agencia Federal de Ingresos Públicos), principal organismo recaudador, creció un 43% anual, y el sector público nacional alcanzó un superávit primario en 2003 de 8.688 millones de pesos (un 11% por encima de la meta acordada con el FMI).

Desde marzo-abril de 2004 y como consecuencia de la falta de suministro doméstico de gas natural y el mantenimiento de altos precios internacionales del crudo, el gobierno argentino ha adoptado medidas adicionales, que modifican el marco regulatorio. Por un lado, el gobierno ha aprobado un incremento de los precios a pie de pozo del gas para industrias y generadores de electricidad; por otro, ha establecido restricciones a las exportaciones de gas a Chile y se ha visto obligado a adoptar medidas especiales, entre las que destaca el corte del suministro de gas a consumidores industriales. Adicionalmente, el gobierno ha aumentado las retenciones a las exportaciones del 20% al 25% en el caso del crudo, del 5% al 20% en el del GLP y ha reintroducido el impuesto a la exportación para naftas y diesel del 5%. Adicionalmente, desde el 28 de mayo de 2004 las exportaciones de gas natural están sujetas a retenciones del 20%. Además, a la fecha de registro de este Folleto, a juicio de la Dirección, es previsible que se retrase más la transmisión de los relativamente altos precios internacionales a los precios internos.

Ubicación geográfica de las reservas de hidrocarburos.

La mayor parte de las reservas de hidrocarburos del Grupo Repsol YPF se encuentran en países fuera de la Unión Europea, los cuales presentan un menor grado de estabilidad política y económica. A 31 de diciembre de 2003 el 95,4% de las reservas probadas estaban ubicadas en Latinoamérica y un 4,3% en el Norte de África y Oriente Medio. Las reservas y la producción de hidrocarburos en estos países están sujetas a ciertos riesgos, tales como: aumento de los impuestos y royalties sobre la producción, limitaciones a la producción y a las exportaciones, renegociación de los contratos, nacionalización de los activos, cambios en los gobiernos y en las políticas, retrasos en los pagos, restricciones sobre la disposición de divisas o pérdidas de valor de las operaciones por las actuaciones de posibles grupos rebeldes. Los cambios políticos pueden afectar al entorno en el que Repsol YPF realiza sus operaciones. Repsol YPF, al igual que el resto de las principales compañías petroleras, intenta cubrirse de estos riesgos a través de la negociación de las cláusulas comerciales y financieras de sus contratos.

Riesgos operativos específicos de la actividad de Exploración y Producción de Hidrocarburos

Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos están sujetas a riesgos económicos específicos, muchos de ellos fuera del control de la Compañía. Repsol YPF está expuesta 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 crudo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, dificultades técnicas, retrasos en las entregas de las instalaciones y el equipo o el cumplimiento de requerimientos gubernamentales. Adicionalmente, los sondeos exploratorios pueden tener resultados negativos, bien porque no se detecten reservas, o bien porque, habiéndose encontrado reservas, la explotación de las mismas no resulte económicamente rentable. Estas actividades están además sujetas al pago de tasas y royalties, que generalmente son bastante altos en comparación con los que se imponen a otros negocios.

Las compañías petroleras, incluyendo a Repsol YPF, deben tener un determinado nivel de reservas no desarrolladas de crudo y gas natural para mantener sus resultados de la actividad de exploración y producción estables a lo largo del tiempo. Los bloques de producción son generalmente subastados por las autoridades gubernamentales de los países en que se encuentran situados. Repsol YPF afronta una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques. Las ofertas realizadas deben ser rentables para la compañía, evitando el riesgo de obtención de bloques que no alcancen la rentabilidad mínima exigida debido a la realización de ofertas demasiado agresivas o costosas.

Regulación de la actividad de Repsol YPF

La industria petrolera está sujeta a una amplia regulación así como a la intervención gubernamental en materias como la adjudicación de los campos de exploración y producción, la imposición de obligaciones específicas de exploración, restricciones a la producción, requerir desinversiones en determinados activos, control de la movilidad de divisas o nacionalización, expropiación o cancelación de los derechos de exploración y producción. Esta legislación afecta a todas las actividades del Grupo (upstream, downstream y gas y electricidad), dentro y fuera de España, y está sujeta a cambios ajenos a la voluntad de la compañía. En España, por ejemplo, el gobierno regula los precios máximos para la venta de GLP y gas natural.

Adicionalmente, los términos y condiciones de los contratos de los intereses de Repsol YPF sobre las reservas de hidrocarburos, están sujetos a las negociaciones con los gobiernos y autoridades competentes y varían de forma significativa entre unos países y otros e, incluso, entre distintas concesiones en un mismo país. Estos acuerdos generalmente se materializan en concesiones o en acuerdos de producción compartida (PSC). Los titulares de las concesiones financian y soportan el riesgo de exploración y producción a cambio de la producción, si se obtiene. Es posible que parte de la producción tenga que ser vendida a la compañía petrolera estatal. Además, generalmente se requiere a los titulares el pago de royalties e impuestos sobre la producción o el resultado. Los acuerdos de producción compartida generalmente implican que el contratista financia las actividades de exploración y producción a cambio de una parte de la producción que le compense de los costes incurridos (cost oil) y el resto de la producción (profit oil) se comparte entre la compañía petrolera estatal y el contratista de acuerdo con las condiciones pactadas en el contrato.

Repsol YPF tiene operaciones en países como Irán y Libia. La legislación de los Estados Unidos, como la *Iran and Libya Sanctions Act of 1996*, modificada y ampliada por la *ILSA Extension Act de 2001* (the “Sanctions Act”), pueden afectar a las operaciones de Repsol YPF en estos países. Por ejemplo, la *Sanction Act* requiere que el Presidente de los Estados Unidos imponga dos o más de las sanciones especificadas en la ley bajo determinadas circunstancias a las compañías que operen o inviertan en Irán y hasta abril de 2004 en Libia. Estas sanciones incluyen, entre otras:

- la prohibición de obtener préstamos de instituciones de crédito estadounidenses, contratos con el gobierno de los Estados Unidos y la exportación de determinada tecnología americana,
- la imposición de sanciones para restringir las importaciones de las compañías sancionadas

Las sanciones de Naciones Unidas en Libia fueron levantadas a finales de 2003 y, desde el 23 de abril de 2004, la *Sanctions Act* no es aplicable a las operaciones en Libia, incluyendo las operaciones de Repsol YPF en este país.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios en estas leyes o en sus interpretaciones, o a la implantación de determinadas políticas por parte del gobierno de los Estados Unidos con respecto a esta legislación.

Riesgos medioambientales

Repsol YPF está sujeta a una extensa regulación medioambiental en los distintos países en los que opera. Entre las materias reguladas destacan los estándares de calidad de productos, las emisiones a la atmósfera y cambio climático, la contaminación de las aguas, la remediación de suelos y la generación, manejo, transporte, tratamiento y eliminación de residuos. Estas normas y leyes tienen y van a continuar teniendo en el futuro un efecto importante en las operaciones de Repsol YPF. Adicionalmente, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a ciertos riesgos medioambientales inherentes a la industria del petróleo y el gas que pueden surgir de manera inesperada y afectar negativamente su posición financiera y sus resultados.

Riesgo de tipos de cambio

El riesgo de tipo de cambio se materializa en las operaciones de Repsol YPF dado que los ingresos y las entradas de caja que recibe por las ventas de crudo, gas natural y productos refinados están generalmente denominados en dólares o influenciados por el tipo de cambio del dólar, mientras que una parte significativa de los costes del Grupo están denominados en las monedas locales de los países en que opera, principalmente en euros y pesos argentinos. Un incremento en el valor del dólar frente a éstas monedas tiende a incrementar el resultado neto de Repsol YPF, pero también incrementa el valor de la deuda dado que la mayor parte de la misma está denominada en dólares. Aproximadamente el 34,21%, el 33,38% y el 40,83% de las ventas totales de 2003, 2002 y 2001, respectivamente, fueron realizadas fuera de la Unión Europea. La moneda de facturación de los productos vendidos fuera de la Unión Europea es principalmente el dólar.

Adicionalmente, Repsol YPF emite sus estados financieros en euros, convirtiendo los activos y pasivos expresados en otras divisas al tipo de cambio de cierre, y los ingresos y gastos a tipo de cambio medio del período, generando diferencias de conversión que se registran en el patrimonio (ver capítulo V.7 Evolución de los fondos propios del Grupo Repsol YPF Consolidado). En 2003, los activos del Grupo que se encontraban fuera de la Unión Europea, y por tanto denominados en monedas distintas del euro, ascendían a 21.180 millones de euros, lo que representa el 55,7% de los activos totales del Grupo.

La política de la sociedad es intentar financiar sus actividades en la misma moneda funcional de las inversiones extranjeras, reduciendo así su riesgo de tipo de cambio, aunque algunas de nuestras inversiones en moneda funcional peso han sido financiadas con deuda en dólares. A 31 de diciembre de 2003, el 68% de la deuda bruta consolidada estaba denominada en dólares bien directamente o a través de operaciones de cobertura de cambio. (Ver Capítulo V.3 Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF consolidado).

Las diferencias de cambio netas recogidas en las cuentas de resultados correspondientes a los ejercicios 2003, 2002 y 2001 han supuesto un resultado positivo de 31 y un resultado negativo de 36 y 239 millones de euros, respectivamente.

A continuación se presenta un detalle de la evolución del tipo de cambio dólar/euro en los últimos años:

	Dólares por Euro							
	2000	2001	2002	2003	Enero 2004	Febrero 2004	Marzo 2004	Abril 2004
Medio período	0,92	0,89	0,93	1,13	1,26	1,26	1,25	1,23
Cierre	0,93	0,89	1,05	1,26	1,24	1,24	1,22	1,19

En el capítulo V.2.3 10) se describen las operaciones realizadas por Repsol YPF para cubrir este riesgo.

Riesgo tipo de interés

Del total de la deuda financiera bruta, que a 31 de diciembre de 2003 ascendía a 10.823 millones de euros, 4.538 millones de euros correspondían a deuda a tipo de interés fijo, lo que representa el 41,93%.

El siguiente cuadro muestra, a 31 de diciembre de 2003, el detalle de la deuda financiera y las participaciones preferentes, por divisa, tipo de interés y vencimiento, teniendo en cuenta los instrumentos derivados existentes (ver Capítulo V.8) :

31 diciembre 2003	VENCIMIENTO						Valor de mercado	
	2004	2005	2006	2007	2008	Años siguientes		Total
	(millones de euros)							
Deuda a tipo fijo								
Dólares	-	1.326	660	193	52	1.103	3.334	3.590
Tipo interés medio	-	7,39%	6,57%	8,24%	7,26%	7,46%		
Euros	-	22	-	39	-	1.143	1.204	1.218
Tipo interés medio	-	5,35%	-	5,87%	-	5,14%		
Deuda a tipo variable								
Dólares	3.209	370	76	81	151	109	3.996	3.996
Euro	1.051	227	261	403	14	151	2.107	2.107
Otras	110	45	-	-	7	20	182	182
Total deuda financiera							10.823	
Participaciones Preferentes								
Dólares	-	-	-	-	-	576	576	-
Euros	-	-	-	-	-	3.000	3.000	-
							14.399	

En octubre de 1997, Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo una emisión de participaciones preferentes perpetuas por importe de 725 millones de dólares con un dividendo del 7,45% anual pagadero trimestralmente con opción por parte del emisor de amortizar de forma anticipada, parcial o totalmente, a partir del 21 de octubre de 2002.

Adicionalmente, en mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de participaciones preferentes perpetuas por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros respectivamente. El dividendo a pagar en ambas emisiones es variable al tipo Euribor a tres meses, con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, durante los diez primeros años y Euribor a tres meses más 3,5% a partir del décimo año. El dividendo será pagadero trimestralmente y estas emisiones podrán ser amortizadas anticipadamente, a opción del emisor, a partir del décimo año. (Ver Capítulo V.3. Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF consolidado).

Mediante operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de la emisión de participaciones preferentes de 1.000 millones de € durante los diez primeros años, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de Euribor a 3 meses.

Asimismo, mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de 1.000 millones de euros, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de participaciones preferentes de diciembre de 2001, ha quedado establecido para el periodo comprendido entre el 30 de septiembre 2002 y el 30 de diciembre de 2011 en un tipo de interés variable de Euribor a 3 meses.

También hay que señalar que Repsol YPF dispone de un swap sobre un nominal de 674 millones de euros, en virtud del cual pagará un tipo de interés fijo de 6,75% y recibirá un tipo de interés variable correspondiente al Euribor a tres meses, el cual ha sido aplicado como instrumento de cobertura de los flujos de caja generados por las emisiones de participaciones preferentes en euros antes mencionadas. (Ver Capítulo V.8 Operaciones con derivados – Riesgo de tipo de interés y Nota 12 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF mantiene las siguientes opciones sobre tipo de interés sobre un nominal de 77,4 millones de dólares:

- Repsol YPF ha adquirido un derecho en virtud del cual pagará un tipo de interés fijo de 7,5% y recibiría Libor a 6 meses;
- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual recibiría Libor a 6 meses y pagaría un 5,26%, siempre que el Libor fuera inferior al 4%.

Riesgo de financiación

El detalle de la composición de la deuda financiera, así como de su evolución, se recogen en el Capítulo V.3 del presente Folleto.

Repsol YPF considera que los cash flows futuros generados por las operaciones le permitirán atender a las obligaciones derivadas de la deuda, tanto en lo que se refiere al pago de intereses como a la devolución de principales.

A continuación se detallan las calificaciones asignadas a Repsol YPF por las agencias de rating:

	<u>Largo plazo</u>		<u>Corto plazo</u>	
	<u>Rating</u>	<u>Fecha</u>	<u>Rating</u>	<u>Fecha</u>
Moody's	Baa2	20/10/03	P2	25/09/01
Standard & Poors	BBB+	19/01/04	A2	3/06/03
Fitch	BBB+	26/11/03	F2	26/11/03

Actualmente, la perspectiva de Repsol YPF para Fitch y Standard & Poors es estable. El 25 de junio de 2004, Moody's elevó su perspectiva de estable a positiva.

Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o ser titulares de valores. La calificación crediticia puede ser revisada, retirada o suspendida en cualquier momento por la agencia de calificación.

La mencionada calificación crediticia es sólo una estimación y no tiene por qué evitar a los potenciales inversores la necesidad de efectuar sus propios análisis. La calificación es una

evaluación de la capacidad y compromiso jurídico de un emisor para efectuar los pagos de intereses y amortización del principal de una emisión.

Repsol YPF no tiene cláusulas en su deuda que pudieran provocar el vencimiento anticipado de la misma en caso de reducciones en el rating de la compañía. No obstante, una bajada del rating de Repsol YPF puede tener un efecto adverso en el coste de renovación de la deuda existente así como en el acceso a nuevas fuentes de financiación en el futuro. En este sentido, nuevas bajadas del rating asignado a Repsol YPF podrían afectar a nuevas emisiones de papel comercial bajo los programas existentes en la actualidad. Si esto ocurriese, sería preciso recurrir a nuevas fuentes de financiación tales como emisiones de participaciones preferentes, emisiones de bonos a medio plazo en el mercado europeo y emisiones de pagarés en el mercado español. Hasta la fecha, las principales fuentes de liquidez proceden de los cash flows de las operaciones, de la deuda financiera, de la emisión de bonos y participaciones preferentes, de la emisión de papel comercial y de los fondos procedentes del plan de desinversiones. A 31 de diciembre de 2003, la liquidez total disponible asciende a 9026 millones de euros que corresponden a: 3.250 millones de euros de líneas de crédito no dispuestas (de las cuales 2.404 millones vencen a finales de 2004 y los 846 millones restantes a partir de 2004), 4.533 millones de euros en caja y bancos y 1.243 millones de euros en otras inversiones financieras líquidas. En junio de 2004, el 54% de las líneas de crédito de Repsol YPF vencían con posterioridad al 31 de diciembre de 2004.

Repsol YPF considera que los cash flows futuros generados por las operaciones le permitirán atender a las obligaciones derivadas de la deuda detallados en la tabla incluida anteriormente en el punto correspondiente al “Riesgo de tipo de interés”, tanto en lo que se refiere al pago de intereses como a la devolución de principales.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones tanto de oferta como de demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Estas fluctuaciones afectan a los precios y la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluyendo a Repsol YPF. Adicionalmente, la actividad petroquímica está sujeta a una intensa regulación, así como a la intervención de los gobiernos en determinadas materias, tales como el medio ambiente o la seguridad.

IV.1.4 Situación del mercado

Durante el año 2003, el crecimiento de la renta mundial en un aproximado 3%, ha propiciado un cambio en la demanda mundial de petróleo que ha roto el clima de estancamiento que se observaba en los tres años precedentes.

En efecto, de acuerdo con los datos de Oil Market Intelligence, el input de petróleo en el refino mundial de 2003 creció en 2,6 millones de barriles / día con relación al del año 2002.

En igualdad de condiciones en lo que respecta a la eficiencia en la gestión de sus recursos propios, la creación de valor en las grandes petroleras integradas verticalmente depende, en un porcentaje muy elevado, de un solo factor: el precio del crudo. Eso quiere decir que a mayores precios, se obtienen márgenes más altos, mejores resultados y se incentiva la inversión.

El año 2003 es un buen ejemplo de ello porque los precios de los crudos crecieron significativamente con respecto a 2002. Así, el Brent Dated y el WTI aumentaron 3,8 y 4,9 dólares situándose en 28,83 y 31,06 \$/bbl lo que supone un incremento del 15% y el 19%, respectivamente.

Consecuentemente, las petroleras, con una significativa producción de crudo han mejorado claramente sus resultados. Sin embargo, las europeas, por la pérdida de valor del dólar durante el año (ha pasado de 1,05 USD/EUR a 31 de diciembre de 2002 a 1,26 USD/EUR a 31 de diciembre de 2003), se han visto perjudicadas al convertir sus resultados a euros y compararlos con el año anterior.

El refino mundial gozó de márgenes altos en el primer trimestre del año 2003; después, durante los tres trimestres siguientes, el margen se situó por debajo, pero muy próximo, a la media de los diez años anteriores. De cualquier manera, se han superado con creces los bajísimos márgenes del año 2002. Como en el caso del upstream, al refino europeo le ha perjudicado la tremenda revalorización del euro con relación al dólar.

Los márgenes internacionales medios de la industria petroquímica durante el año 2003 se pueden calificar como de ciclo medio - bajo, ligeramente superiores a los del año anterior. En este sentido y, comparando frente al año 2002, son destacables los mayores márgenes de urea y metanol, motivados por los elevados precios del gas natural en Estados Unidos y la favorable evolución de los márgenes de la química básica en el primer trimestre del año.

La actividad del sector del gas natural continúa creciendo, siendo el combustible con mayores expectativas de crecimiento a nivel mundial, con especial relevancia en Asia y América. Por este motivo, el mercado de GNL ha consolidado su expansión global.

Asia históricamente ha impulsado el desarrollo de los mercados de GNL. En 2000, Japón, Corea y Taiwán representaban más del 70% del consumo mundial de GNL. Mientras que este porcentaje ha disminuido en los últimos años por los nuevos mercados en EEUU y la UE, la tendencia podría cambiar de nuevo hacia Asia debido a la aparición de China e India como nuevos importadores de GNL. En estos dos países la demanda pronto superará su producción doméstica y, en consecuencia, se están construyendo proyectos de regasificación en ambos países. Actualmente hay cuatro proyectos en avanzado estado de construcción en estos dos países.

Además de estos mercados emergentes, la demanda de GNL en EEUU está creciendo fuertemente debido al incremento en la demanda de gas natural como suministro de nuevos generadores de electricidad de ciclo combinado y el declive de la producción autóctona en EEUU y Canadá. Las terminales existentes en EEUU están actualmente en expansión, y hay más de 10 proyectos para nuevas instalaciones de regasificación de GNL en EEUU y México que han realizado los trámites con las autoridades para obtener los necesarios permisos de construcción.

Con el fin de hacer frente a la creciente demanda de GNL tres nuevos trenes iniciaron su actividad en 2003, uno en Trinidad y Tobago y dos en Malasia. Estos trenes han incrementado la capacidad de licuefacción a 140 millones de toneladas por año, un incremento de aproximadamente un 8% en capacidad total. Se continúan desarrollando nuevos proyectos en distintos países, como Australia, Rusia, Noruega, Egipto y Trinidad y Tobago. Estos proyectos, junto con otros en África y Oriente Medio, incrementarán la capacidad de licuefacción global en más de 50 millones de toneladas por año en 2007.

IV.2 PRINCIPALES ACTIVIDADES

IV.2.1 Evolución reciente del Grupo Repsol YPF

En los dos cuadros siguientes se recoge, de forma separada, la evolución de las principales magnitudes financieras del Grupo Repsol YPF consolidado y de los indicadores operativos más representativos de las actividades de exploración y producción, refino y marketing, química y gas y electricidad desarrolladas por el Grupo Repsol YPF durante el período comprendido entre 2001, 2002 y 2003.

CUADRO 1

DATOS FINANCIEROS DEL GRUPO REPSOL YPF

	Millones de euros				
	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>% 02/01</u>	<u>% 03/02</u>
1. RESULTADOS CONSOLIDADOS					
Ingresos operativos	43.653	36.490	37.206	(16,41)%	1,96%
Resultado operativo	4.920	3.323	3.860	(32,46)%	16,16%
Carga financiera neta	(1.352)	(786)	(400)	(41,86)%	(49,11)%
Otros ingresos y gastos	(1.065)	313	(182)	-	(158,15)%
Impuestos	(988)	(564)	(1.048)	(42,91)%	85,82%
Beneficio consolidado del ejercicio	1.515	2.286	2.230	50,89%	(2,45)%
Resultado atribuido a socios externos	(490)	(334)	(210)	(31,84)%	(37,13)%
Beneficio sociedad dominante	1.025	1.952	2.020	90,44%	3,48%
Nº de acciones medias	1.220.863.463	1.220.863.463	1.220.863.463		
Beneficio por acción ordinaria (Bpa)	0,84	1,60	1,65		
Dividendo por acción ordinaria (D) ⁽³⁾	0,21	0,31	0,40		
% D / Bpa (Pay-out)	25,0%	19,4%	24,2%		
Rentabilidad Fondos Propios Medios (ROE) ⁽⁴⁾	6,9%	13,9%	14,8%		
Rentabilidad Activo Neto Medio (ROA) ⁽⁵⁾	4,5%	6,5%	6,6%		
Cash - Flow Total ⁽²⁾	5.729	4.823	4.477	(15,81)%	(7,17)%
Inversiones	4.816	2.753	3.861	(42,84)%	40,25%
2. BALANCE CONSOLIDADO					
Inmovilizado	33.525	22.739	21.947	(32,17)%	(3,48)%
Fondo Comercio consolidación y otros	5.113	3.617	3.158	(29,26)%	(12,69)%
Capital Circulante	6.580	6.156	6.190	(6,44)%	0,55%
ACTIVO NETO (1)	45.218	32.512	31.295	(28,10)%	(3,74)%
Fondos Propios	14.538	13.586	13.632	(6,55)%	0,34%
Socios Externos	6.591	4.223	4.054	(35,93)%	(4,00)%
Provisiones, otros pasivos y otros acreedores	3.038	2.431	2.784	(19,98)%	14,52%
Deudas financieras	21.051	12.272	10.823	(41,70)%	(11,81)%
Activo circulante financiero/Acreedores a corto plazo	32,0%	50,0%	51,8%		
Activo circulante/Acreedores a corto plazo	92,49%	124,14%	117,86%		
Deudas financieras /Activo Neto	46,6%	37,7%	34,6%		
Endeudamiento neto /(F. Prop. + S. Externos)	78,35%	41,96%	28,54%		
Deudas financieras a corto plazo / Deudas financieras	35,93%	32,59%	40,37%		

(1) Incluye los epígrafes siguientes de los balances de situación consolidados (ver en las memorias consolidadas en el Anexo I de este Folleto): Inmovilizado, Fondo de Comercio de consolidación, Gastos a distribuir en varios ejercicios, Activo circulante y Acreedores a corto plazo excepto préstamos y deudas financieras.

(2) El cash-flow total se ha calculado como resultado después de impuestos más / menos todos aquellos ingresos / gastos generados por las operaciones habituales de la empresa que no supongan entrada o salida de caja (amortizaciones, dotación de provisiones, creación o reversión de impuestos diferidos netos, resultados extraordinarios por enajenaciones, etc.).

(3) El dividendo correspondiente al ejercicio 2003 ha sido aprobado en la Junta General de Accionistas que se ha celebrado el 31 de marzo de 2004.

(4) Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) = (Resultado neto / fondos propios medios)

(5) Rentabilidad sobre activos (ROA) = (Resultado neto + minoritarios + gastos financieros después de impuestos / activomedio)

CUADRO 2

MAGNITUDES OPERATIVAS DEL GRUPO REPSOL YPF

	2001	2002	2003
<u>RESERVAS DE CRUDO</u> ⁽¹⁾			
En España	6.962	4.242	4.974
En Argentina	1.487.696	1.399.601	1.274.343
En resto Latinoamérica	378.478	420.165	419.638
En resto del mundo	421.852	194.688	182.776
TOTAL	2.294.988	2.018.696	1.881.731
<u>RESERVAS DE GAS</u> ⁽²⁾			
En España	0	0	0
En Argentina	10.122.647	9.431.883	8.226.655
En resto Latinoamérica	7.475.622	8.395.829	11.355.159
En resto del mundo	994.294	378.067	359.845
TOTAL	18.592.563	18.205.779	19.941.659
<u>PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS</u> ⁽³⁾			
En España	2.244	2.647	1.481
En Argentina	262.430	261.293	277.423
En resto Latinoamérica	47.792	71.522	105.510
En resto del mundo	57.878	29.644	28.934
TOTAL	370.344	365.106	413.348
<u>CAPACIDAD DE REFINO</u> ⁽⁴⁾			
En España	740	740	740
En Argentina	334	334	334
En resto	102	160	160
TOTAL	1.176	1.234	1.234
<u>CRUDO PROCESADO</u> ⁽⁵⁾			
En España	32,3	31,9	32,4
En Argentina	14,5	15,2	15,4
En resto	4,2	5,7	5,6
TOTAL	51,0	52,8	53,4
<u>NUMERO ESTACIONES DE SERVICIO</u> ⁽⁶⁾			
En España	3.704	3.653	3.611
En Argentina	2.018	1.940	1.910
En resto Latinoamérica	811	906	956
En resto del mundo	103	130	137
TOTAL	6.636	6.629	6.614
<u>VENTAS PRODUCTOS PETROLÍFEROS</u> ⁽⁷⁾⁽⁸⁾			
En España	25.641	26.785	27.861
En Argentina	8.550	8.001	8.116
En resto del mundo	15.491	15.305	17.600
TOTAL	49.682	50.091	53.577
<u>VENTAS PRODUCTOS PETROQUÍMICOS</u> ⁽⁷⁾			
Por zonas:			
En España	1.148	1.257	1.161
En Argentina	632	539	662
En resto	1.595	1.730	2.184
TOTAL	3.375	3.526	4.007
Por tipos:			
- Básicos	712	723	1.058
- Derivados	2.663	2.803	2.949
TOTAL	3.375	3.526	4.007

	2001	2002	2003
<u>VENTAS DE GLP</u> ⁽⁷⁾			
En España	2.102	2.030	1.992
En Argentina	363	342	308
En resto Latinoamérica	696	783	809
En resto del mundo	84	81	84
TOTAL	3.245	3.236	3.193
<u>VENTAS DE GAS NATURAL</u> ⁽⁹⁾			
En España	16,92	18,52	18,87
En Argentina	2,26	2,22	2,49
En resto Latinoamérica	3,48	4,45	4,67
En resto del mundo	1,10	1,68	4,32
TOTAL	23,8	26,9	30,4

- (1) Miles de barriles de crudo.
(2) Millones de pies cúbicos de gas.
(3) Miles de barriles equivalentes de petróleo (boe).
(4) Miles de barriles día. La información para 2003 y 2002 incluye el 30% de la capacidad de la refinería de REFAP (Brasil), el 30,71% de la refinería Manguinhos (Brasil) y el 50% de la capacidad de la refinería de Refinor (Argentina).
(5) Millones de toneladas equivalentes de petróleo. La información para los ejercicios 2003 y 2002 incluye el 30% de REFAP (Brasil) y el 50% de Refinor (Argentina).
(6) La información para Argentina incluye el 50% de la refinería Refinor.
(7) Miles de toneladas.
(8) La información desde enero de 2003 incluye el 50% de las ventas de la refinería Refinor (Argentina) y el 30% de la refinería REFAP (Brasil).
(9) Billones de metros cúbicos. Incluye el 100% de los volúmenes de ventas reportados por Gas Natural, a pesar de que a 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía un 27,15% de Gas Natural y de que lo consolida mediante el método de integración proporcional, porque desde enero de 2002, Gas Natural reporta el 100% de los volúmenes de ventas de sus filiales consolidadas sin tener en cuenta la participación que mantiene en dichas filiales ni el método de consolidación aplicado. En ejercicios anteriores, Gas Natural reportaba los volúmenes de ventas de sus filiales basándose en el criterio de consolidación (integración global o proporcional) empleado para contabilizar cada sociedad. Desde el 1 de enero de 2002 Metrogás se consolida utilizando el método de integración proporcional. Con el objetivo de hacer comparable la información, los volúmenes de ventas de gas natural del ejercicio 2001 han sido modificados para reflejar dichos cambios.

La información financiera seleccionada y los datos operativos de la actividad que se incluyen en los cuadros anteriores deben leerse conjuntamente con las Cuentas Anuales consolidadas y los Informes de Gestión del Grupo Repsol YPF correspondientes a los ejercicios del período de referencia. No obstante, para una mejor comprensión de las cifras financieras que se presentan conviene señalar lo siguiente:

Ingresos y resultados operativos.

En el ejercicio 2003 los ingresos operativos han ascendido a 37.206 millones de euros, lo que ha supuesto un incremento del 2,0% con respecto a los 36.490 millones de euros registrados en 2002. Este incremento se ha debido principalmente a los mayores precios de referencia del crudo (parcialmente compensado por la revalorización del euro frente al dólar), a una mayor demanda y a la mayor venta de productos petrolíferos.

Los resultados operativos en el ejercicio 2003 han ascendido a 3.860 millones de euros, comparados con 3.323 millones de euros en 2002. Los resultados operativos se han visto positivamente afectados por el aumento de los precios del crudo (parcialmente compensado por la revalorización del euro frente al dólar), por el aumento de la producción, por la mejora de los márgenes de refino y marketing, mayores ventas y mejores márgenes internacionales en el negocio químico.

Dada la gran sensibilidad de los resultados de la Compañía al tipo de cambio euro/dólar, éstos se han visto afectados por la revalorización del euro en un 20% a lo largo de 2003. El ejercicio 2003 refleja el aumento de los precios de los crudos de referencia como consecuencia de la inestabilidad en Oriente Medio, la debilidad del dólar, las restricciones de la oferta de la OPEP y el incremento de la demanda.

El precio del crudo en su calidad Brent en el ejercicio 2003 ha sido 28,83 \$/bbl frente a los 25,02 \$/bbl del ejercicio 2002. Sin embargo, en euros, el precio del Brent ha disminuido un 3,7% al pasar de 26,50 €/bbl en 2002 a 25,52 €/bbl en este ejercicio.

Los márgenes de refino han mejorado sensiblemente con respecto a los del ejercicio 2002 alcanzando los 3,19 \$/bbl en 2003 frente a los 1,55 \$/bbl en 2002, lo que representa un incremento del 105,8% respecto al 2002. El área de marketing ha tenido un excelente comportamiento durante el ejercicio 2003. En España, las ventas de productos claros se han incrementado un 3,4% respecto al ejercicio anterior alcanzando la cifra de 16.550 miles de toneladas lo que supone un récord histórico y, en Argentina la recuperación de los márgenes comerciales ha sido notable, al pasar de un margen promedio de 3,8 US\$/m³ en 2002 a un margen promedio de 30 US\$/m³ en 2003, aunque limitada en parte por el acuerdo de estabilidad. En el área química los márgenes promedios se han situado en un nivel inferior al ciclo medio, aunque mejores que los del ejercicio anterior, con una favorable evolución de los márgenes de la química básica en el primer semestre del ejercicio y de los márgenes de urea y metanol a lo largo de todo el ejercicio. Finalmente, los resultados en el área de gas y electricidad se han visto afectados, por los cambios en el perímetro de consolidación y en el marco retributivo del sector gasista en España que tuvieron lugar en 2002.

En el ejercicio 2002 los ingresos operativos ascendieron a 36.490 millones de euros, lo que supuso un descenso del 16,4% con respecto a los 43.653 millones de euros registrados en 2001. Este descenso reflejó principalmente la pesificación de los contratos de gas en Argentina, el descenso de los márgenes de refino que se situaron en el ejercicio 2002 en los niveles más bajos de la última década, así como el cambio en el tratamiento contable de Gas Natural. Este descenso se vio parcialmente compensado por los mayores volúmenes de ventas de gas natural, especialmente en España. Los ingresos operativos se vieron, al igual que en el ejercicio pasado, por una contracción en la demanda en Argentina como consecuencia de la crisis económica.

El resultado neto atribuible del ejercicio 2002 ascendió a 1.952 millones de euros, lo que representó un incremento del 90,4% frente a 1.025 millones de euros registrados en 2001. El resultado neto por acción ascendió de 0,84 euros en 2001, a 1,60 euros en 2002.

Los resultados operativos en el ejercicio 2002 ascendieron a 3.323 millones de euros, frente a los 4.920 millones de euros en 2001.

El resultado neto en el ejercicio 2002 se vio afectado, además de por la crisis en Argentina, por el incremento de los precios de los crudos de referencia influenciados por las restricciones en la oferta de los países de la OPEP, las incertidumbres sobre la guerra en Irak y la prolongada crisis en Venezuela. En España, los márgenes de refino continuaron estrechándose mientras que los márgenes comerciales reflejaron niveles históricos. En Argentina, tanto los márgenes de refino, como los comerciales experimentaron importantes mejoras tras repercutir los incrementos de los precios del crudo a los precios minoristas y debido al efecto de la devaluación del peso. En la actividad química, los márgenes internacionales medios se situaron en cifras próximas a las de 2001, siguiendo una tendencia creciente de enero a septiembre mientras que durante el cuarto trimestre descendieron debido a la debilidad de la demanda causada por la incertidumbre económica. Las operaciones en el negocio de Gas y Electricidad se vieron afectadas por los cambios en el perímetro de consolidación, así como por la crisis en Argentina. Además, tuvo un efecto favorable sobre el resultado neto la venta del 23% de Gas Natural y el 29,67% de CLH.

Repsol YPF realizó en 2002 ajustes al resultado neto, como consecuencia de la crisis en Argentina, por un importe de 188 millones de euros.

Carga Financiera Neta.

El resultado financiero negativo registrado en el ejercicio 2003 ha ascendido a 400 millones de euros, lo que supone una mejora de un 49% frente al resultado financiero negativo de 786 millones de euros del ejercicio 2002. Esta mejora se ha debido fundamentalmente a una reducción de los intereses netos devengados en 2003 que han ascendido a 447 millones de euros frente a 672 millones de euros en 2002, como consecuencia de un menor endeudamiento medio de 4.794 millones de euros respecto a 2002.

El resultado financiero negativo registrado en el ejercicio 2002 ascendió a 786 millones de euros, lo que supuso una disminución de un 41,9% frente a los 1.352 millones de euros del ejercicio 2001. Este descenso reflejó la reducción del coste medio de la deuda pagado en 2002 y una importante reducción del endeudamiento de Repsol YPF. La deuda media en 2002 se redujo a 11.901 millones de euros frente a los 19.056 millones de 2001. Las pérdidas en moneda extranjera reflejaron 134 millones de euros por las diferencias de cambio originadas por la financiación denominada en dólares de los activos en Argentina con moneda funcional peso, parcialmente compensados por 86 millones de euros de resultados positivos resultantes de transacciones comerciales.

La deuda financiera neta de la Compañía a 31 de diciembre de 2003 se ha reducido en un 32,4% con respecto al ejercicio 2002, situándose en 5.047 millones de euros frente a los 7.472 millones de euros de 2002. La reducción de la deuda financiera neta, cuyo movimiento se recoge en el epígrafe “V.3 Endeudamiento financiero y liquidez del Grupo Repsol YPF” de este Folleto, se ha debido fundamentalmente al cash flow libre generado en el período (cash flow de las operaciones menos cash flow de las operaciones de inversión) que ha ascendido a 1.740 millones de euros, así como al efecto sobre la deuda de la depreciación del dólar frente al euro.

El ratio de endeudamiento neto sobre capitalización a 31 de diciembre de 2003, se ha situado en el 21,9% frente al 29,2% de finales del año 2002.

La deuda financiera neta de la Compañía a 31 de diciembre de 2002 se redujo en un 54,9% con respecto al ejercicio 2001 situándose en 7.472 millones de euros frente a los 16.555 millones de euros de 2001. La reducción de la deuda financiera neta, cuyo movimiento se recoge en el epígrafe V.3 “Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF consolidado” de este Folleto, se debió en parte al efecto sobre la deuda financiera del cambio de método de consolidación de Gas Natural por importe de 2.717 millones de euros, así como al efecto positivo de la revalorización del euro frente al dólar por importe de 2.081 millones de euros.

El ratio de endeudamiento neto sobre capitalización a 31 de diciembre de 2002, se situó en el 29,2% frente al 42,9% de finales del año 2001.

En la determinación del ratio de endeudamiento neto no se han tenido en cuenta (ver Capítulo V.3 Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF consolidado), las emisiones de participaciones preferentes que figuran registradas bajo el epígrafe de “Socios externos” de los balances de situación consolidados. Asimismo y por lo que respecta a la capitalización, ésta se ha calculado como suma de fondos propios, socios externos, ingresos a distribuir en varios ejercicios, financiación del Estado para inversiones en exploración y endeudamiento neto.

Otros ingresos y gastos.

En este epígrafe se ha incluido la participación en los resultados de sociedades puestas en equivalencia, la amortización anual del fondo de comercio de consolidación y los resultados extraordinarios, cuya evolución se resume a continuación:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Resultado en sociedades participadas	35	(35)	146
Amortización del fondo de comercio	(323)	(300)	(174)
Resultados extraordinarios	(777)	648	(154)
	<u>(1.065)</u>	<u>313</u>	<u>(182)</u>

Los resultados de sociedades participadas en el ejercicio 2003 han ascendido a 146 millones de euros, frente a los 35 millones de euros de pérdidas obtenidos en 2002. En la tabla siguiente se detalla la composición del resultado de sociedades participadas para los ejercicios 2001, 2002 y 2003:

Sociedad	2003	2002	2001
	(millones de euros)		
Oldelval, S.A.....	(1,9)	15,1	10,4
Termap, S.A.	2,4	3,4	8,9
REFAP(1).....	—	—	25,2
CLH(2)	20,9	18,4	—
PBBPolisur	25,2	(37,5)	(24,1)
Petroken(2).....	9,8	10,5	—
Inversora Dock Sud, S.A.....	15,4	(64,8)	(31,1)
Gas Argentino, S.A. (GASA)(2)	—	(18,9)	—
Atlantic LNG	39,0	19,6	19,7
Enagás(2).....	14,6	5,5	—
Gas de Aragón.....	0,8	3,0	5,0
Gas de Euskadi.....	0,2	3,5	4,7
Oleoducto Transandino (Chile).....	1,9	3,0	2,1
Oleoducto Transandino (Argentina)	0,7	1,1	3,7
Otras	(17,2)	3,0	11,0
Total	<u>146,2</u>	<u>(35,1)</u>	<u>35,5</u>

(1) Durante los ejercicios 2003 y 2002 la sociedad fue consolidada por integración proporcional. Repsol YPF obtuvo la participación en 2001 a través del intercambio de activos con Petrobras.

(2) Durante el ejercicio 2002 la sociedad pasó a consolidarse por puesta en equivalencia.

En el ejercicio 2003 la amortización del fondo de comercio ha disminuido un 42% frente a la registrada en 2002, situándose en 174 millones de euros frente a los 300 millones de euros del ejercicio anterior.

La causa fundamental de la diferencia ha sido doble; por un lado, en el ejercicio 2002 se registró, siguiendo el mismo criterio que Gas Natural SDG, una amortización acelerada de los fondos de comercio generados en dicho ejercicio por la compra de diversos porcentajes de participación en sociedades colombianas y brasileñas filiales de Gas Natural SDG (79 millones de euros), y por otro, que el gasto por amortización en euros de los fondos de comercio nominados en dólares ha sido menor, debido a la apreciación del euro frente al dólar.

Si se añadiesen los fondos de comercio asignados a las reservas y otros activos de la compañía y, por tanto no incluidos en este epígrafe, la amortización total hubiese alcanzado 513 millones de euros en el ejercicio 2003.

En el ejercicio 2002 la amortización del fondo de comercio disminuyó un 7,1% frente a la registrada en 2001, situándose en 300 millones de euros. Este descenso se debió fundamentalmente al menor coste de amortización en euros del fondo de comercio de YPF que está denominado en pesos. El descenso se vio parcialmente compensado por la amortización acelerada del fondo de comercio generado por las filiales de Gas Natural en Brasil y Colombia adquiridas en 2002, siguiendo el criterio de amortización aplicado por Gas Natural.

Si se añadiesen los fondos de comercio asignados a las reservas y otros activos de la compañía, y por tanto no incluidos en este epígrafe, la amortización total hubiese alcanzado 645 millones de euros en el ejercicio 2002.

Como consecuencia de la devaluación del peso por la crisis en Argentina, el fondo de comercio de consolidación resultante de la adquisición de YPF en 1999, relativo a las líneas de negocio con moneda funcional peso, se redujo en 490 millones de euros, lo que hizo que el fondo de comercio no asignado a activos ascendiera a 2.386 millones de euros, a 31 de diciembre de 2002.

En el ejercicio 2001, la amortización del fondo de comercio ascendió a 323 millones de euros, lo que supuso un aumento del 19,6% respecto del año anterior. La amortización en 2001 recogió la inclusión por primera vez durante el cuarto trimestre del fondo de comercio generado en la incorporación de la participación de la refinería REFAP, que supuso 18 millones de euros, así como a la amortización del fondo de comercio de Lipigas, que ascendió a 6,5 millones de euros.

Si se añadiesen los fondos de comercio asignados a las reservas y otros activos de la compañía, y por tanto no incluidos en este epígrafe, la amortización total hubiese alcanzado 690 millones de euros en el ejercicio 2001.

Como consecuencia de la devaluación del peso por la crisis en Argentina, el fondo de comercio de consolidación resultante de la adquisición de YPF en 1999, relativo a las líneas de negocio con moneda funcional peso, se redujo en 616 millones de euros, lo que hizo que el fondo de comercio no asignado a activos ascendiera a 3.422 millones de euros, a 31 de diciembre de 2001.

La evolución de los resultados extraordinarios distribuidos por conceptos se resume en el cuadro siguiente:

	Millones de Euros		
	2001	2002	2003
Ingresos extraordinarios:			
Beneficio en enajenación de inmovilizado	123	16	13
Beneficio en enajenación de participación en sociedades	192	1.592	76
Variación neta de provisiones de inmovilizado	-	-	249
Subvenciones de capital y otros ingresos a distribuir traspasados a resultados	13	8	5
Ingresos extraordinarios	<u>55</u>	<u>40</u>	<u>75</u>
Total ingresos extraordinarios	<u>383</u>	<u>1.656</u>	<u>418</u>
Gastos extraordinarios:			
Adaptación de plantillas	(103)	(54)	(32)
Pérdidas procedentes de inmovilizado	(13)	(20)	(6)
Variación neta de provisiones de inmovilizado	(714)	(423)	-
Dotación para compromisos y pasivos contingentes	(15)	(47)	(48)
Dotaciones extraordinarias para pérdidas futuras	(159)	(190)	(339)
Otros gastos extraordinarios	<u>(156)</u>	<u>(274)</u>	<u>(147)</u>
Total gastos extraordinarios	<u>(1.160)</u>	<u>(1.008)</u>	<u>(572)</u>
Resultado extraordinario	<u><u>(777)</u></u>	<u><u>648</u></u>	<u><u>(154)</u></u>

Bajo el epígrafe “Beneficio en enajenación de participación en sociedades” en 2003 se incluye el resultado de la venta de un 6,78% de CLH a Oman Oil Company (71 millones de euros). Esta operación cierra el proceso de venta establecido en el Decreto 6/2000, por el que la participación individual de cada uno de los accionistas de CLH no puede sobrepasar el 25% y la conjunta de Repsol YPF, Cepsa y BP no puede superar el 45% de la misma. En 2002, incluye los resultados generados por la venta del 23% de Gas Natural SDG (1.097 millones de euros) (ver nota 1.f de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), de varios paquetes accionariales en CLH (293 millones de euros), de un porcentaje de Gas Natural México (105 millones de euros) y la parte proporcional correspondiente al Grupo Repsol YPF de los resultados generados por la venta de un porcentaje accionarial de Enagas (97 millones de euros) (ver nota 1.f de la memoria consolidada, en el Anexo I de este Folleto). En 2001, incluye 76 millones de euros correspondientes al resultado de la venta de una sede ubicada en Madrid.

Bajo el epígrafe “Variación neta de provisiones de inmovilizado” la principal partida registrada en el ejercicio 2003 corresponde a un ingreso de 275 millones de euros como consecuencia de la reversión de una parte de las provisiones dotadas como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado o flujos de caja, actualizados en su caso, provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas. En 2002 y 2001 incluye 410 y 653 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la dotación de provisión por este mismo concepto.

Los gastos extraordinarios registrados en el epígrafe “Adaptación de plantillas” en 2003 se deben a indemnizaciones por prejubilaciones que no forman parte de un plan de reestructuración. Los gastos extraordinarios de los ejercicios 2001 y 2002 corresponden a un expediente de regulación de empleo firmado en 2000 de acuerdo con los sindicatos y con la autorización del Ministerio de Trabajo que

afectaba a un colectivo de 250 personas excluidos de convenio que tuvieran 55 años o más durante el año de la firma del citado expediente.

En “Dotaciones extraordinarias para pérdidas futuras” los conceptos más significativos incluidos en 2003 son la dotación derivada de la valoración de un compromiso de transporte de un oleoducto en Ecuador (162 millones de euros – ver Capítulo IV.2.4.1 Actividad de Exploración y Producción Ecuador. Dicho compromiso de transporte de crudo por oleoducto asciende a 100.000 barriles/día para un periodo de 15 años comprendido entre septiembre de 2003 y septiembre de 2018), la dotación extraordinaria derivada de la modificación de las variables actuariales utilizadas para el cálculo de la provisión para pensiones de Maxus Energy Corporation, filial de YPF (27 millones de euros), la dotación de provisiones para litigios (35 millones de euros), la dotación de provisión para grandes reparaciones (30 millones de euros) y la dotación a fondos de fidelización de personal clave de la organización (28 millones de euros). Los principales conceptos incluidos en 2002 son la dotación del déficit existente en la provisión para pensiones de Maxus Energy Corporation, filial de YPF (41 millones de euros), (ver nota 2.1 de la Memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), la dotación de provisiones por litigios (32 millones de euros), la dotación de una provisión por el efecto de la devaluación del peso argentino sobre ciertas sociedades transferidas por YPF en 2001, cuyo impacto estaba garantizado durante 12 meses desde la transferencia (27 millones de euros), la dotación de provisiones para reparaciones extraordinarias (25 millones de euros) y el registro de contingencias medioambientales (22 millones de euros). En 2001, incluye una dotación de 123 millones de euros para posibles contingencias derivadas de la crisis en Argentina.

En “Otros gastos extraordinarios” la principal partida registrada en 2003 corresponde a algunas amortizaciones no recurrentes (72 millones de euros) derivadas de la reversión parcial de la provisión por depreciación de ciertos activos de exploración y producción durante 2003. En 2002 este epígrafe incluye 90 millones de euros de resultados de ejercicios anteriores, 42 millones de euros por el impacto de la Ley 25413 de la República Argentina que estableció de forma transitoria un gravamen sobre todos los movimientos bancarios relacionados con cuentas a cobrar y pagar, 28 millones de euros por los gastos y comisiones producidas en la enajenación de Gas Natural SDG y 22 millones de euros por el pago adicional respecto al previsto que ha realizado YPF como consecuencia de una diferente aplicación del tipo de cambio en el pago de regalías. En 2001, incluye 46 millones de euros por pérdidas generadas como consecuencia de la crisis en Argentina.

Impuestos.

En el siguiente cuadro se recoge la evolución del impuesto sobre beneficios y la tasa efectiva de impuestos soportado por el Grupo Repsol YPF.

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
Tasa efectiva	39,5%	19,8%	32,0%
Impuesto sobre beneficios (millones de euros)	988	564	1.048

En el ejercicio 2003 la tasa efectiva anual ha sido del 32,0%. La tasa impositiva de 2003 es superior a la del año 2002, que ascendió al 19,8%, e inferior a la de 2001, que se situó en el 39,5%. Esta tasa

refleja la ausencia de acontecimientos excepcionales como los ocurridos en 2001 (efectos de la crisis argentina) y 2002 (desinversiones con tratamiento fiscal especial).

Hay que tener en cuenta que desde el año 2002 se incluyen los impuestos pagados en Dubai y Argelia (141 millones de euros en 2003 y 150 millones de euros en 2002), que en ejercicios anteriores, hasta el 2001 inclusive, se registraban como menor resultado operativo de la actividad de Exploración y Producción. Sin esta reclasificación, la tasa impositiva anual habría sido del 29% en el ejercicio 2003.

En el ejercicio 2002 la tasa efectiva anual fue del 19,8%. El descenso se debió fundamentalmente a los beneficios fiscales aplicados en España a las plusvalías obtenidas por las desinversiones en Gas Natural SDG, CLH y Enagas y la aplicación de créditos fiscales que surgieron en Argentina como consecuencia de las pérdidas producidas por la devaluación del peso.

La tasa efectiva anual, después de los ajustes por Argentina, ascendió en el ejercicio 2001 al 39,5%, al no haberse otorgado efecto fiscal alguno a buena parte de las provisiones y saneamientos realizados.

Resultado atribuido a socios externos.

La tabla siguiente detalla los resultados atribuibles a socios externos correspondientes a los ejercicios 2003, 2002 y 2001:

Sociedades participadas	2003	2002	2001
	(millones de euros)		
Repsol International Capital (RIC) (1)	156,8	175,7	89,8
YPF	14,0	14,2	8,0
Refinería La Pampilla, S.A.	1,0	7,1	15,9
Refipesa	(0,9)	1,6	4,0
CLH (2)	-	-	63,3
Gas Argentino, S.A. (GASA) (2)	-	-	(10,2)
Gas Natural, SDG (3)	-	142,1	285,7
Petronor	9,3	12,1	13,0
Invergas/Gas Natural BAN	4,5	(40,0)	(14,1)
Andina	11,4	2,1	24,9
Repsol Comercial	4,5	4,9	2,6
EMPL (4)	4,6	11,4	-
Otras	4,7	2,4	6,9
TOTAL	209,9	333,6	489,8

- (1) Se refiere a las participaciones preferentes emitidas por la sociedad
- (2) Durante el ejercicio 2002 estas sociedades pasaron a consolidarse por puesta en equivalencia.
- (3) Desde 2000 y hasta mayo de 2002, la sociedad se consolidaba por integración global. A partir de mayo de 2002, pasó a consolidarse por integración proporcional y, por lo tanto, no da lugar a la existencia de socios minoritarios.
- (4) Durante los ejercicios 2003 y 2002 la sociedad se ha consolidado por integración global en Gas Natural. Durante el 2001 se consolidaba por integración proporcional.

Los resultados atribuibles a socios externos en el ejercicio 2003 han ascendido a 210 millones de euros, frente a los 334 millones de euros en 2002. La diferencia se ha debido fundamentalmente a los socios externos de Gas Natural SDG ya que a partir de mayo de 2002 se modificó el método de consolidación de esta sociedad pasando de integración global a integración proporcional.

El importe de los dividendos devengados por las participaciones preferentes en el ejercicio 2003 ascendió 157 millones de euros (ver nota 12 de la memoria en el Anexo I de este Folleto), lo que representa un 4,79% del beneficio antes de impuestos y minoritarios.

Los resultados atribuibles a socios externos en el ejercicio 2002 ascendieron a 334 millones de euros, lo que supuso un descenso del 31,9% con respecto a los 490 millones de euros de 2001. La variación en 2002 reflejó principalmente la exclusión de los minoritarios de Gas Natural y CLH tras el cambio de método de consolidación en Mayo 2002 y Diciembre 2001, respectivamente, y a la incorporación en 2002 de los dividendos de las participaciones preferentes emitidas en Mayo y Diciembre de 2001 por Repsol International Capital.

El importe de los dividendos devengados por las participaciones preferentes en el ejercicio 2002 ascendió 176 millones de euros, lo que representa un 6,18% del beneficio antes de impuestos y minoritarios.

El resultado atribuido a socios externos de la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2001 ascendió a 490 millones de euros, frente a 488 millones de euros en el año 2000. Esta cifra hubiese sido de 589 millones de euros antes de realizar los ajustes derivados de la situación en Argentina. Al margen de lo anterior, la principal diferencia frente al ejercicio anterior, se debió a la inclusión por primera vez del devengo del cupón de las dos últimas emisiones de participaciones preferentes llevadas a cabo por Repsol International Capital durante 2001.

El importe de los dividendos devengados por las participaciones preferentes en el ejercicio 2001 ascendió 90 millones de euros, lo que representa un 3,59% del beneficio antes de impuestos y minoritarios.

Resultado neto

El resultado neto atribuible del ejercicio 2003 ha ascendido a 2.020 millones de euros, lo que representa un incremento del 3,5% frente a 1.952 millones de euros registrados en 2002. El resultado neto por acción se ha situado en 1,65 euros en 2003 frente a los 1,60 euros por acción del ejercicio 2002.

IV.2.2 Posición de Repsol YPF frente a sus competidores

En el cuadro adjunto se recoge la posición de Repsol YPF frente a sus principales competidores. Estos datos han sido extraídos de los informes anuales de las respectivas compañías.

<u>Compañías</u>	<u>Euros (millones)</u>	
	<u>Ingresos Operativos</u>	<u>Resultado Neto</u>
RD Shell	178.701	11.238
Exxon Mobil	218.352	19.035
TotalFinaElf	104.652	7.344
BP	208.889	10.955
ENI	51.487	5.585
Repsol YPF	37.206	2.020

IV.2.3 Distribución de activos y operaciones por áreas geográficas

Los ingresos y resultados operativos, inversiones y activos de las operaciones extranjeras del Grupo Repsol YPF representan un 34,6%, 78,8%, 65,7% y 58,2%, respectivamente, del total del Grupo consolidado en el ejercicio 2003 y un 32,8%, 66,1%, 63,5% y 57,9%, respectivamente, en el ejercicio 2002. En el cuadro siguiente se refleja la evolución, durante el período 2001-2003, de las principales magnitudes financieras distribuidas por áreas geográficas.

INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS ESPECÍFICOS POR SEGMENTOS GEOGRÁFICOS

<i>(Conceptos / Segmentos)</i>	Millones de Euros				
	2001	2002	2003	% 2002	% 2003
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>					
España	28.313	24.541	24.346	67,25%	65,44%
Argentina	8.621	5.415	5.940	14,84%	15,97%
Resto Latinoamérica	3.501	4.115	4.382	11,28%	11,78%
Resto del Mundo	3.218	2.419	2.538	6,63%	6,82%
	43.653	36.490	37.206	100,00%	100,00%
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
España	1.863	1.128	820	33,95%	21,24%
Argentina	2.104	1.573	2.198	47,34%	56,94%
Resto Latinoamérica	261	219	531	6,59%	13,76%
Resto del Mundo	692	403	311	12,13%	8,06%
	4.920	3.323	3.860	100,00%	100,00%
<u>INVERSIONES</u>					
España	2.006	1.005	1.325	36,51%	34,32%
Argentina	1.342	791	692	28,73%	17,92%
Resto Latinoamérica	1.242	857	1.709	31,13%	44,26%
Resto del Mundo	226	100	135	3,63%	3,50%
	4.816	2.753	3.861	100,00%	100,00%
<u>ACTIVOS TOTALES</u>					
España	20.933	16.008	15.916	42,06%	41,85%
Argentina	20.544	15.461	14.349	40,62%	37,73%
Resto Latinoamérica	6.954	5.397	5.768	14,18%	15,17%
Resto del Mundo	3.008	1.198	2.000	3,15%	5,26%
	51.439	38.064	38.033	100,00%	100,00%

En los últimos años Repsol YPF ha desarrollado su estrategia de expansión de sus operaciones en Latinoamérica, concentrándose en el establecimiento de operaciones integradas incluyendo producción, refino, transporte y comercialización de productos petrolíferos, así como generación de electricidad, en nuevos mercados con grandes centros de población y demandas energéticas crecientes. En los ejercicios 2001, 2002 y 2003 Repsol YPF invirtió 2.584, 1.648 y 2.401 millones de euros respectivamente en Latinoamérica.

En 2003, las actividades de Repsol YPF en Latinoamérica han supuesto el 52,9% de los activos del Grupo, el 27,7% de los ingresos de explotación y el 70,7% del resultado operativo. Las cifras equivalentes de 2002 fueron 54,8%, 26,1% y 53,9%, respectivamente.

Por áreas de negocio la distribución geográfica de las principales filiales extranjeras es la siguiente:

	Empresa	Localización
Área Exploración y Producción:		
Argentina	YPF, S.A.	Argentina
	Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina
Resto de Latinoamérica	Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia
	Maxus Bolivia Inc.	Bolivia
	Repsol Exploración Securé S.A.	Bolivia
	Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia
	Repsol YPF E & P Bolivia, S.A.	Bolivia
	Transierra, S.A. ⁽¹⁾	Bolivia
	Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil
	Repsol YPF Eléctrica de Brasil, S.A.	Brasil
	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Colombia
	Repsol Occidental Corporation	Colombia
	Repsol YPF Cuba, S.A.	Cuba
	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Ecuador
	Repsol YPF OCP Ecuador, S.A.	Ecuador
	YPF Ecuador Inc.	Ecuador
	Repsol Exploración Perú, S.A.	Perú
	BPRY Caribbean Ventures Llc.	Trinidad y Tobago
	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Trinidad y Tobago
	Repsol Exploración Trinidad, S.A.	Trinidad y Tobago
	Repsol Exploración Venezuela, BV	Venezuela
	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela
Resto del mundo	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Argelia
	Dubai Marine Areas, Ltd.	Dubai
	Repsol Exploración Guinea, S.A.	Guinea
	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Libia
	YPF International, S.A. y participadas	Indonesia
	Repsol Exploración Azerbaiyán, S.A.	Azerbaiyán
	Repsol Exploración Kazahkstan, S.A.	Kazahkstan
	Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago
	Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago
	Área Refino y marketing:	
Argentina	Comsergas, Cía. Servicios Industriales Gas Licuado, S.A.	Argentina
	Gas Austral, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Gasoducto Oriental, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Mejorgas, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Oiltanking Ebytem S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Oleoductos del Valle, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Oleoducto Trasandino Argentina, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Operadora de Estaciones de Servicio, S.A.	Argentina
Poligás Luján, S.A.	Argentina	

	Empresa	Localización
	Refinerías del Norte, S.A.	Argentina
	Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina
	Terminales Marítimas Patagónicas, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	YPF, S.A.	Argentina
Resto de Latinoamérica	Repsol YPF Gas Bolivia, S.A.	Bolivia
	Repsol YPF GLP Bolivia, S.A.	Bolivia
	Operadora de Postos de Serviço, Ltd.	Brasil
	Refap, S.A.	Brasil
	Refinaria de Petróleo Manguinhos, S.A.	Brasil
	Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil
	Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil
	Repsol YPF Gas Brasil, S.A. ⁽¹⁾	Brasil
	Transportadora Sulbrasileira de Gas ⁽¹⁾	Brasil
	Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil
	Wal Química, S.A.	Brasil
	Empresas Lipigas, S.A.	Chile
	Oleoducto Trasandino Chile, S.A. ⁽¹⁾	Chile
	Operaciones y Servicios YPF, Ltd.	Chile
	Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile
	Repsol Butano Chile, S.A.	Chile
	Repsol YPF Chile, Lda.	Chile
	Repsol YPF Gas de Chile, S.A.	Chile
	Autogas, S.A.	Ecuador
	Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador
	Duragas, S.A.	Ecuador
	Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador
	Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador
	Grupo Repsol YPF del Perú, SAC	Perú
	Limagas, S.A. ⁽¹⁾	Perú
	Refinería La Pampilla, S.A.	Perú
	Repsol Comercial S.A.C. - RECOSAC	Perú
	Repsol YPF Comercial de la Amazonia S.A.C. -RYCOAMSAC	Perú
	Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú
Resto del mundo	RYTTSA USA, Inc. y participadas	Estados Unidos
	Repsol France, S.A. ⁽¹⁾	Francia
	Repsol Italia, S.P.A.	Italia
	National Gaz ⁽¹⁾	Marruecos
	Repsol Maroc ⁽¹⁾	Marruecos
	Repsol Portugal Gas de Petróleo Liquefeito, S.A.	Portugal
	Repsol Portugal Petróleo e Derivados, Lda.	Portugal
Área Química:		
Argentina	PBB Polisor, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Petroken Petroquímica Ensenada, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Profertil, S.A.	Argentina
	YPF, S.A.	Argentina
Resto de Latinoamérica	Dynasol Elastómeros, S.A. de CV ⁽¹⁾	México
Resto del Mundo	Repsol Bronderslev A/S ⁽¹⁾	Dinamarca

	Empresa	Localización
	Repsol Polivar, S.P.A. ⁽¹⁾	Italia
Área Gas natural y electricidad:		
Argentina	Central Dock Sud, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Compañía Mega, S.A.	Argentina
	Gas Natural SDG Argentina, S.A.	Argentina
	Gas Argentino, S.A. GASA ⁽¹⁾	Argentina
	Gas Natural BAN, S.A.	Argentina
	Metrogas, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Natural Energy, S.A.	Argentina
	Natural Servicios, S.A.	Argentina
Resto de Latinoamérica	Ceg Río, S.A.	Brasil
	Compañía Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, S.A. (C.E.G.)	Brasil
	Gas Natural de São Paulo Sul, S.A.	Brasil
	Gas Natural do Brasil	Brasil
	Serviconfort Brasil, S.A.	Brasil
	Gas Natural Cundiboyacense, S.A.	Colombia
	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia
	Gas Natural, S.A. ESP	Colombia
	Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP	Colombia
	Servicorfort Colombia, S.A.	Colombia
	Administradora de Servicio de Energía de México, S.A. de CV (ASEMSA)	México
	CH4 Energía, S.A. de C.V.	México
	Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	México
	Energía y Confort Administración Personal, S.A. de CV	México
	Gas Natural México, S.A. de CV	México
	Gas Natural Servicios, S.A. de CV	México
	Servicio de Energía de México, S.A. de CV (SEMSA)	México
	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de CV	México
	Transnatural SRL de México	México
	Buenergía Gas & Power, Ltd.	Puerto Rico
Resto del Mundo	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Italia
	Europe Magreb Pipeline (EMPL)	Marruecos
	Metragaz, S.A.	Marruecos

(1) Sólo se incluyen datos de estas compañías en el capítulo de activos.

IV.2.4 Evolución de los negocios por segmentos

Las actividades del Grupo Repsol YPF se organizan en cuatro segmentos: (i) Exploración y Producción, (ii) Refino y Marketing (iii) Química y (iv) Gas Natural y Electricidad. En el cuadro siguiente se recogen los datos de ingresos, resultados operativos y otras magnitudes por segmentos de negocio correspondientes al período 2001-2003:

<i>(Conceptos / Segmentos)</i>	Millones de Euros				
	2001	2002	2003	% 2002	% 2003
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u> ⁽¹⁾					
Exploración y Producción	3.787	1.810	2.687	4,96%	7,22%
Refino y Marketing ⁽²⁾	31.700	29.650	31.020	81,26%	83,37%
Química	2.288	1.987	2.144	5,45%	5,76%
Gas Natural y Electricidad ⁽³⁾	5.878	3.043	1.356	8,34%	3,65%
	43.653	36.490	37.206	100,00%	100,00%
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
Exploración y Producción	2.557	1.785	2.352	53,72%	60,93%
Refino y Marketing	1.406	854	1.196	25,70%	30,98%
Química	(55)	97	155	2,92%	4,02%
Gas Natural y Electricidad	1.062	633	212	19,05%	5,49%
Corporación y Otros	(50)	(46)	(55)	(1,38)%	(1,42)%
	4.920	3.323	3.860	100,00%	100,00%
<u>CASH -FLOW OPERATIVO</u> ⁽⁴⁾					
Exploración y Producción	4.161	3.236	3.688	54,47%	59,91%
Refino y Marketing	2.334	1.485	1.785	25,00%	29,00%
Química	99	270	328	4,54%	5,33%
Gas Natural y Electricidad	1.524	872	293	14,68%	4,76%
Ajustes y Otros	16	78	62	1,31%	1,01%
	8.134	5.941	6.156	100,00%	100,00%
<u>INVERSIONES</u> ⁽⁵⁾					
Exploración y Producción	1.970	1.088	2.169	39,52%	56,17%
Refino y Marketing	917	611	674	22,19%	17,47%
Química	220	94	81	3,41%	2,10%
Gas Natural y Electricidad	1.313	698	513	25,36%	13,28%
Corporación y Otros	396	262	424	9,52%	10,99%
	4.816	2.753	3.861	100,00%	100,00%
<u>ACTIVOS TOTALES</u> ⁽⁶⁾					
Exploración y Producción	19.756	15.605	13.370	41,00%	35,15%
Refino y Marketing	12.735	12.276	13.257	32,25%	34,86%
Química	2.904	2.817	2.561	7,40%	6,73%
Gas Natural y Electricidad	11.189	2.618	3.140	6,88%	8,26%
Corporación y Otros	4.855	4.748	5.705	12,47%	15,00%
	51.439	38.064	38.033	100,00%	100,00%

- (1) Incluidos en la actividad de Refino y Marketing, 6.850, 5.532 y 5.626 millones de euros de ingresos correspondientes a Impuestos Especiales de los ejercicios 2001, 2002 y 2003, respectivamente.
- (2) Incluye CLH hasta diciembre de 2001 y REFAP desde el ejercicio 2001. La actividad de GLP incluye Lipigas desde 2001.
- (3) Incluye la participación del 47,04% en el Grupo Gas Natural hasta mayo de 2002 consolidada por el método de integración global. A partir de finales de mayo de 2002, tras la venta de un 23% de participación en Gas Natural, se incluye el 24,04% de Gas Natural consolidado siguiendo el método de integración proporcional. Y desde marzo de 2003 la participación en el Grupo Gas Natural ha ido aumentando hasta el 27,15% en diciembre de 2003 consolidado por el método de integración proporcional.
- (4) El cash-flow operativo se ha calculado a partir del resultado operativo corregido por aquellas partidas de ingresos y gastos que no han supuesto entradas o salidas de caja.
- (5) Inversiones inmateriales, materiales, financieras y otras imputadas como gastos a distribuir en varios ejercicios.
- (6) Activos que se pueden asociar directamente con los correspondientes segmentos de actividad.

IV.2.4.1 Actividad de Exploración y Producción

La actividad de exploración y producción representa, aproximadamente, el 52%, el 54% y el 61% de los resultados operativos del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, respectivamente.

Repsol YPF realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en diversas partes del mundo, estando sus reservas localizadas en Latinoamérica (principalmente en Argentina, Bolivia, Trinidad y Tobago, Venezuela, Brasil, Ecuador y Colombia) Norte de África (Argelia y Libia), Oriente Medio, Indonesia, España y Estados Unidos. Dichas actividades son desarrolladas por las compañías: YPF, S.A., Repsol Exploración S.A., Repsol YPF Brasil, S.A. y Repsol YPF Bolivia, S.A.

Las reservas netas probadas de hidrocarburos líquidos y gas natural de Repsol YPF a 31 de diciembre de 2003 se elevaban a 5.433 millones de barriles equivalentes de petróleo, un 3,27% superiores a las existentes a 31 de diciembre de 2002 (5.261 millones de barriles equivalentes de petróleo). A su vez esta cifra de reservas a 31 de diciembre de 2002 representó una disminución del 6,15% frente a los 5.606 millones de barriles equivalentes de petróleo existentes a 31 de diciembre de 2001. La cifra de reservas a 31 de diciembre de 2003, representó una disminución del 3,09% respecto a las reservas probadas netas de crudo y gas a 31 de diciembre de 2001. La tasa de reposición de reservas, excluidas las nuevas adquisiciones y ventas, ha alcanzado el 25,0% y el 69,5% de la producción anual en los ejercicios 2003 y 2002, respectivamente. La tasa de reposición de reservas incluyendo las nuevas adquisiciones y las ventas en 2003 y 2002 ha sido del 141,7% y el 5,5% de la producción anual, respectivamente. El incremento de reservas en 2003 respecto a 2002 se ha debido fundamentalmente a la adquisición, efectiva el 1 de enero de 2003, de un 20% adicional de participación en BP Repsol YPF Caribbean Ventures LLC (BPRY), propietaria del 100% de BP Trinidad y Tobago LLC (BPTT), que posee los activos de BP en Trinidad y Tobago, y a la aprobación por parte del gobierno de Trinidad y Tobago, del cuarto tren de licuefacción en la planta Atlantic LNG, mientras que en 2002 las reservas disminuyeron a causa de la venta de activos en Indonesia.

La producción neta media diaria en el año 2003 fue de 1,132 millones de barriles equivalentes de petróleo, frente a 1 millón de barriles equivalentes de petróleo correspondientes a 2002, lo que supone un incremento del 13,2%.

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF tenía intereses en activos de exploración y producción de petróleo y gas en 22 países, directamente o a través de sus filiales, siendo operador en 18 de ellos.

A continuación se detalla la evolución de los ingresos, resultados operativos y otras magnitudes de esta actividad durante los tres últimos años:

ÁREA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS ESPECÍFICOS

<i>(Conceptos / Segmentos)</i>	Millones de euros				
	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>% 02/01</u>	<u>% 03/02</u>
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>					
España	136	123	523	(9,56)%	325,20%
Argentina	4.785	3.814	3.981	(20,29)%	4,38%
Resto Latinoamérica	801	934	1.260	16,60%	34,90%
Resto del Mundo	1.583	709	655	(55,21)%	(7,62)%
Ajustes y otros (1)	(3.518)	(3.771)	(3.733)	-	-
	<u>3.787</u>	<u>1.809</u>	<u>2.686</u>	<u>(52,23)%</u>	<u>48,48%</u>
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
España	(4)	(18)	(10)	-	-
Argentina	1.844	1.315	1.615	(28,69)%	22,81%
Resto Latinoamérica	127	141	474	11,02%	236,17%
Resto del Mundo	590	347	273	(33,33)%	(33,33)%
	<u>2.557</u>	<u>1.785</u>	<u>2.352</u>	<u>(30,19)%</u>	<u>31,76%</u>
<u>INVERSIONES (2)</u>					
España	92	29	11	(68,48)%	(61,03)%
Argentina	1.000	626	604	(37,40)%	(3,50)%
Resto Latinoamérica	657	351	1.434	(46,58)%	308,66%
Resto del Mundo	202	74	118	(63,37)%	59,46%
	<u>1.951</u>	<u>1.080</u>	<u>2.168</u>	<u>(44,64)%</u>	<u>100,72%</u>
<u>ACTIVOS TOTALES</u>					
España	132	844	222	539,39%	(73,71)%
Argentina	14.927	10.890	8.242	(27,04)%	(24,31)%
Resto Latinoamérica	3.131	3.286	4.331	4,95%	31,79%
Resto del Mundo	1.566	585	575	(62,64)%	(1,71)%
	<u>19.756</u>	<u>15.605</u>	<u>13.370</u>	<u>(21,01)%</u>	<u>(14,32)%</u>

- (1) Los importes de los ajustes de consolidación correspondientes a la eliminación de transacciones intergrupo se han recogido en este epígrafe con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de dichos ajustes.
- (2) La cifra de las inversiones del Área de Exploración y Producción no incluye las inversiones en gastos de proyección plurianual correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003 por importe de 19, 8 y 1 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultados operativos

Los ingresos operativos en el año 2003, antes de ajustes intergrupo, han ascendido a 6.419 millones de euros, lo que supone un incremento de un 15% en comparación con los 5.580 millones de euros correspondientes al ejercicio 2002. Este incremento se ha debido principalmente al significativo incremento de la producción de un 13,2%, fundamentalmente en Trinidad y Tobago y Argentina y, en menor medida, en Bolivia. El incremento de los precios internacionales del crudo y la mejora de los precios medios de realización del gas han sido también factores muy relevantes en el aumento de los ingresos operativos en el año 2003 (parcialmente compensado por la revalorización del euro frente al dólar). Así, el precio medio de realización del gas para el total de las ventas de la compañía fue en 2003 de US\$37,88 por mil m³ frente a US\$27,93 por mil m³ en 2002. Este incremento en el precio medio del gas se debe principalmente al mayor precio de realización del gas en Argentina y al mayor peso de Trinidad y Tobago en las ventas totales de gas, con un escenario de precios internacionales

(Henry Hub) significativamente mayor al del año pasado. El precio promedio del gas en Argentina fue un 23% superior al de 2002, debido a la progresiva dolarización de parte de las ventas internas negociadas con determinados clientes industriales exportadores, así como a la incidencia positiva de la apreciación del peso argentino frente al dólar. El precio medio de venta de la cesta de crudos de Repsol YPF fue de 25,7 \$/bbl, frente a los 20,9 \$/bbl de 2002. El incremento de los ingresos operativos en España en el año 2003, es consecuencia del cambio de criterio por el cual, desde el 1 de enero de 2003, las actividades de venta de gas y venta y transporte de GNL se incluyen en el área de negocio de Exploración y Producción, mientras que en 2002 figuraban en el área de negocio de Gas y Electricidad y también al inicio de operaciones del tren 3 en la planta de Atlantic.

Los ingresos operativos en 2002, antes de ajustes intergrupo, ascendieron a 5.580 millones de euros, lo que supone un descenso de un 23,61% en comparación con los 7.305 millones de euros correspondientes al ejercicio 2001. Este descenso se debió fundamentalmente al descenso en los precios de realización de la cesta de crudos de Repsol YPF de 21,9 dólares por barril en 2001 a 20,9 dólares por barril en 2002; así como al descenso en los precios medios de realización del gas de 51,40 dólares por mil metros cúbicos en 2001 a 27,93 dólares por mil metros cúbicos en 2002. El descenso en los precios de realización de la cesta de crudos de Repsol YPF reflejó los menores precios de venta en Argentina, debido al 10% de descuento acordado entre los productores y los refinadores nacionales y a la mayor proporción de crudos pesados a raíz de la venta de los activos de Indonesia. Por su parte, el descenso en los precios medios de venta del gas se debió fundamentalmente a las dificultades para trasladar los efectos de la devaluación del peso a los precios de venta finales en Argentina. La reducción en los precios se vio parcialmente compensada por un incremento en las ventas de gas del 18,6%.

El resultado operativo del ejercicio 2003 ha aumentado un 31,8% hasta 2.352 millones de euros, en comparación con los 1.785 millones de euros del ejercicio 2002. Este ascenso se ha debido fundamentalmente al incremento del 13,2% en la producción, el mayor precio medio de realización del gas y el incremento en el precio medio de realización de la cesta de crudos de Repsol YPF, tal como se ha descrito anteriormente. Durante el año 2003 continuó la aplicación de las retenciones del 20% en las exportaciones de crudo de Argentina (introducidas en 2002) que han supuesto un pago de 136 millones de dólares.

También influyó positivamente en el incremento del resultado operativo la incorporación, en el área de Exploración y Producción y, desde principios de año, de los resultados obtenidos en la comercialización de gas y en la venta y el transporte de GNL, así como de los resultados provenientes de otras sociedades participadas en Argentina (principalmente Mega y Pluspetrol Energy), lo que ha supuesto 142,3 millones de euros. En 2002, el resultado operativo de estas actividades se incluyó en el resultado operativo del área de negocio Gas y Electricidad. Los buenos resultados aportados por estas actividades se derivan en buena medida del incremento en las cantidades de GNL comercializado, consecuencia de la puesta en marcha con antelación al calendario previsto del tercer tren de licuefacción de Trinidad y Tobago, y de los altos precios de referencia del gas natural en Estados Unidos (Henry Hub).

Estos factores positivos compensaron ampliamente el efecto negativo de la apreciación del euro frente al dólar y del incremento en un 16% en los "lifting cost" unitarios respecto a 2002 (pasando de 1,48 dólares por barril equivalente de petróleo a 1,72 dólares por barril equivalente de petróleo), aunque manteniéndose un 33% por debajo de los de 2001, debido a la inflación acumulada en Argentina y a la apreciación del peso argentino frente al dólar. Desde el 1 de enero de 2003 se ha modificado el criterio interno de contabilización de las transacciones dentro de la compañía Repsol YPF en Argentina entre las divisiones de Exploración-Producción y Refino-Marketing para valorar los inventarios a coste de producción, lo que ha supuesto un ajuste negativo en el resultado operativo de Exploración y Producción de 80 millones de euros.

El resultado operativo de 2003 no incorpora plusvalías por venta de activos, mientras que el resultado de 2002 incluía unas plusvalías de 50 millones de euros por la desinversión en los activos de Indonesia y La Lora (España).

El resultado operativo del ejercicio 2002 descendió un 30,2% hasta 1.785 millones de euros, en comparación con los 2.557 millones de euros del ejercicio 2001. Este descenso se debió fundamentalmente al descenso de los precios de realización tanto del crudo como del gas durante el ejercicio 2002, a la aplicación en Argentina de un impuesto del 20% sobre las exportaciones a partir del segundo trimestre del ejercicio, a la venta en enero de 2002 de los activos de Indonesia, que en 2001 contribuyeron al resultado en 211 millones de euros y a la inclusión en el resultado operativo de 2001 de las plusvalías generadas por la venta de los activos de Egipto, que ascendieron a 201 millones de euros. Estos descensos fueron parcialmente compensados por el efecto de la pesificación en Argentina, que supuso un menor coste en euros de las inversiones en pesos, las plusvalías generadas por las ventas de activos en Indonesia y en España (La Lora) por importe de 50 millones de euros y la reclasificación del gasto por impuestos de Dubai y Argelia. En el ejercicio 2002, los impuestos aplicables a los resultados generados en Dubai y Argelia, que ascendieron a 150 millones de euros, se reclasificaron a la partida “gasto por impuestos” de la cuenta de resultados, mientras que las cantidades pagadas en el ejercicio 2001 por estos conceptos, ascendieron a 189,5 millones de euros y se registraron como parte del resultado operativo de la actividad de Exploración y Desarrollo.

El coste de extracción (lifting cost) para el ejercicio 2002 se situó en 1,48 dólares por barril frente a los 2,57 dólares por barril del ejercicio 2001

La información complementaria sobre la actividad de exploración y producción de hidrocarburos se encuentra detallada en las cuentas anuales incorporadas a este Folleto (ver Nota 26 de la memoria en el Anexo I de este Folleto).

Reservas de Petróleo y Gas

Repsol YPF, al igual que el resto de las petroleras, estima sus cifras de reservas probadas de petróleo y gas natural a 31 de diciembre de cada año de acuerdo con los criterios establecidos por la SEC (Securities and Exchange Commission) y el FASB (Financial Accounting Standards Board). Esta metodología se emplea para determinar el volumen de reservas en unidades físicas. Dichos criterios establecen que las reservas sean calculadas en las condiciones económicas y operativas actuales sin incluir provisiones por incrementos anuales de precios y costes.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo (incluyendo condensado y líquidos del gas natural) (Miles de Barriles)	Total	España	Norte de África y Oriente Medio	Argentina	Resto de Latino América	Lejano Oriente	Resto del Mundo
A 31 diciembre 2001	2.294.988	6.962	203.964	1.487.696	378.478	217.848	40
A 31 diciembre 2002 (1)	2.018.696	4.242	188.733	1.399.601	420.165	5.918	37
A 31 diciembre 2003 (2)	1.881.731	4.974	177.371	1.274.343	419.638	5.371	34

(1) El 44,9% de las reservas han sido estimadas por Gaffney, Cline & Associates, ingenieros independientes.

(2) El 28,7% de las reservas han sido estimadas en 2003 por Gaffney, Cline & Associates y DeGolyer & MacNaughton, ingenieros independientes.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural (Millones de pies cúbicos)	Total	España	Norte de África y Oriente Medio	Argentina	Resto de Latino América	Lejano Oriente	Resto del Mundo
A 31 diciembre 2001	18.592.563	0	452.060	10.122.647	7.475.622	536.816	5.418
A 31 diciembre 2002 (1)	18.205.779	0	323.095	9.431.883	8.395.829	50.088	4.884
A 31 diciembre 2003 (2)	19.941.659	0	310.584	8.226.655	11.355.159	44.874	4.387

- (1) El 31,9% de las reservas ha sido estimado por Gaffney, Cline & Associates, ingenieros independientes.
(2) El 8,4% de las reservas han sido estimadas en 2003 por Gaffney, Cline & Associates y DeGolyer & MacNaughton, ingenieros independientes.

Total reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas natural (Miles barriles crudo equivalente)	Total	España	Norte de África y Oriente Medio	Argentina	Resto de Latino América	Lejano Oriente	Resto del Mundo
A 31 diciembre 2001 (1)	5.606.220	6.962	284.474	3.290.483	1.709.844	313.452	1.005
A 31 diciembre 2002 (2)	5.261.043	4.242	246.275	3.079.366	1.915.415	14.838	907
A 31 diciembre 2003 (3)	5.433.228	4.974	232.684	2.739.464	2.441.928	13.363	815

- (1) Incluye 526.618 miles de barriles de crudo correspondientes a los socios minoritarios de Andina (Bolivia) y 299.988 miles de barriles de crudo correspondientes a los activos de Indonesia que habían sido excluidos del perímetro de consolidación a 31 de diciembre de 2001.
(2) Incluye 622.180 miles de barriles de crudo equivalente correspondientes a los socios minoritarios de Andina (Bolivia). Gaffney, Cline & Associates, ingenieros independientes, han estimado el 37% de las reservas probadas de crudo, condensados, GLP y gas natural.
(3) Incluye 606.409 miles de barriles de crudo equivalente correspondientes a los socios minoritarios de Andina (Bolivia). Gaffney, Cline & Associates y DeGolyer & MacNaughton, ingenieros independientes, han estimado el 15,4% de las reservas probadas de crudo, condensados, GLP y gas natural en 2003. Debido a que no se auditan los mismos campos todos los años, es importante señalar que las reservas auditadas por terceros en 2002 y 2003, representan la mayor parte de los activos operados por Repsol YPF.

Las reservas netas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas natural a 31 de diciembre de 2003 se situaron en 5.433 millones de barriles equivalentes de petróleo (34,6% petróleo y líquidos y 65,4% gas natural), un 3,27% superior a los 5.261 correspondientes a 31 de diciembre de 2002 (38,4% petróleo y 61,6% gas natural), como consecuencia de los movimientos de reservas registrados a lo largo del año:

- Ascenso de 482 millones de barriles equivalentes de crudo por la adquisición de nuevos activos. Este cambio se ha debido principalmente a la adquisición, con fecha efectiva 31 de enero de 2003, de un 20% adicional de BPRY, lo que ha representado aproximadamente 473 millones de barriles equivalentes de crudo de reservas probadas netas adicionales de crudo y gas, y a la adquisición de un 25% adicional del bloque Quiamare La Ceiba en Venezuela, que ha incorporado aproximadamente 8 millones de barriles equivalentes de crudo;
- Un descenso de 88 millones de barriles equivalentes de crudo por las revisiones de estimaciones previas, principalmente en Argentina;
- Un incremento de 191 millones de barriles equivalentes de crudo por extensiones de los campos y nuevos descubrimientos principalmente en Trinidad y Tobago (reflejo de la aprobación, por parte del gobierno de Trinidad y Tobago, de la construcción del cuarto tren de licuefacción de gas) y en Argentina; y finalmente,
- Un descenso de 413 millones de barriles equivalentes de crudo por la producción de crudo y gas natural.

La mayoría de las nuevas reservas han sido incorporadas en Trinidad y Tobago. Aproximadamente el 23% de dichas reservas han sido clasificadas como probadas desarrolladas y aproximadamente el 77%, como probadas no desarrolladas. Se estima que no existen grandes

incertidumbres acerca del desarrollo de esas reservas, debido que la principal infraestructura ya existe y que los costes de desarrollo en Trinidad y Tobago son relativamente bajos. Se espera que con estas nuevas adquisiciones sean productivas durante aproximadamente 22 años, teniendo en cuenta los contratos existentes relativos a los trenes 1, 2 y 3, actualmente en operación, la esperada puesta en marcha del tren 4 a comienzos de 2006 y los contratos existentes para la venta a clientes domésticos.

Producción

Las siguientes tablas muestran las producciones netas medias diarias de Repsol YPF en bs años 2001, 2002 y 2003 de petróleo y gas natural.

Producción neta diaria de petróleo (incluyendo condensado y líquidos de gas natural) (miles de barriles/ día)	2001	2002	2003
España	5	5	4
Norte de África y Oriente Medio	68	61	60
Argentina	444	438	432
Resto Latinoamérica	72	80	98
Resto del Mundo	56	-	
Total	645	584	594
Producción neta diaria de gas natural (millones de pies cúbicos / día)	2001	2002	2003
España	8	13	---
Norte de África y Oriente Medio	109	110	101
Argentina	1.544	1.561	1.842
Resto Latinoamérica	329	648	1.074
Resto del Mundo	85	4	4
Total	2.075	2.336	3.021
Producción total neta diaria de petróleo y gas natural (miles de barriles crudo equivalentes / día)	2001	2002	2003
Total	1.015	1.000	1.132

La producción total neta de Repsol YPF en el año 2003 fue de 413,3 millones de barriles equivalentes de petróleo, superior en un 13,2% a la registrada en 2002. Este aumento se debe fundamentalmente al aumento de la producción en Trinidad y Tobago, reflejo de la compra de un 20% adicional de BPRY, y al inicio de las operaciones del tercer tren de licuefacción en la planta Atlantic LNG, así como al aumento de la producción de gas en Argentina debido a una mayor demanda de gas, comparada con años anteriores. Otros factores que contribuyeron al aumento de la producción en 2003, pero en menor medida, son una mayor producción de gas en Bolivia, reflejo del incremento de las ventas en Brasil, y la mayor producción en Libia y Ecuador, compensando así la menor producción en Dubai, debida al natural declive de la producción en sus campos. La producción neta media de petróleo en 2003 ha sido de 594 miles de barriles día y la de gas natural de 3.021 millones de metros cúbicos por día. En 2003, el 52,5% de la producción en barriles equivalentes de petróleo ha correspondido a petróleo, mientras que el gas natural ha supuesto el 47,5%. En 2002, el 58,4% de la producción en barriles equivalentes de petróleo correspondió a petróleo, mientras que el gas natural supuso el 41,6%

El ratio de reservas netas probadas de crudo y gas sobre la producción anual calculado a partir de las reservas totales netas probadas a 31 de diciembre y la producción anual neta del ejercicio era en 2003 de 13,1 frente a 14,4 en 2002.

Adquisiciones, Exploración, Desarrollo y Producción

La estrategia de Repsol YPF se basa en la exploración y el desarrollo eficiente de los campos en que opera concentrándose en áreas de alto potencial y condiciones favorables para mejorar la posición competitiva de la compañía, principalmente en Latinoamérica, Caribe y el Norte de África, expandiéndose hacia África Occidental y Oriente Medio.

Las siguientes tablas indican los costes soportados y el volumen de actividad realizada por Repsol YPF en los años 2001, 2002 y 2003:

Exploración, desarrollo y adquisiciones (costes soportados) (Millones de euros)	2001	2002	2003
Exploración	309	193	266
Desarrollo	1.348	961	892
Adquisiciones y otros	166	1	1.327(*)
Total	1.823	1.155	2.485

(*) Incluye el Inmovilizado Material Bruto (que incluye la amortización acumulada). Si se considerara el Inmovilizado Material Neto, las adquisiciones y otros costes ascenderían a 1.004 millones de euros y los costes totales incurridos en 2003, serían de 2.162 millones de euros.

	2001	2002	2003
Dominio minero exploratorio neto (km ²)	166.959	156.926	246.962
Sondeos exploratorios terminados (número)	82	43	39
Sondeos exploratorios positivos (número)	29	14	9
Descubrimientos y extensiones (MBOE)(1)	219	138	191
Adquisiciones / Ventas de activos (MBOE) (1)	733	(234)	482

(1) Reservas probadas en millones de barriles equivalentes de petróleo

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF tenía derechos mineros en un total de 299 bloques con una superficie neta de unos 289.244 km². Del total de dicho dominio minero, 115 bloques se situaban en Argentina, con una superficie neta de unos 89.138 km². De estos 299 bloques, 144 eran bloques en producción con una superficie neta de 42.282 km² (85 de los cuales estaban localizados en Argentina, con una superficie neta de 24.748 km²) y 155 eran bloques exploratorios con una superficie neta de 246.962 km² (30 de los cuales estaban localizados en Argentina, con una superficie neta de 64.390 km²).

Durante 2003, Repsol YPF finalizó la perforación de un total de 39 sondeos exploratorios, 9 de los cuales resultaron positivos. En Argentina se perforaron 27 sondeos exploratorios, 5 de ellos positivos y 3 sondeos exploratorios se encontraban en evaluación a finales de 2003. En el resto del mundo se finalizó la perforación de 12 sondeos de exploración, 4 de los cuales fueron positivos.

A finales del año 2003 se encontraban en curso de perforación un total de 16 sondeos exploratorios, de los cuales 9 correspondían a Argentina y 7 al resto del mundo.

El coste de descubrimiento ("finding cost") del año 2003 se ha situado en 1,46 \$/barril equivalente de petróleo, frente a los 1,34 \$/barril equivalente de petróleo correspondientes al ejercicio 2002. El coste de descubrimiento ("finding cost") medio correspondiente al período 2000-2003 ha sido de 1,11 \$/barril equivalente de petróleo.

Se indican en los siguientes párrafos las actividades más destacables llevadas a cabo por Repsol YPF en los diferentes países del mundo donde ha tenido intereses en el año 2003.

Arabia Saudí

En marzo de 2004, Repsol YPF junto con la compañía italiana ENI y Saudi Aramco firmaron un acuerdo con el Ministerio de Petróleo y Recursos Minerales para la exploración y producción de gas en el Área "C", después de que la oferta presentada fuera seleccionada como ganadora.

Este consorcio adjudicatario operará de forma conjunta el bloque, siendo las participaciones: ENI con un 50%, Repsol YPF tendrá una participación del 30% y Saudi Aramco el 20% restante. Se desarrollará un amplio programa de exploración, en un área prácticamente inexplorada con una extensión de más 50.000 km².

En el caso de que se realicen descubrimientos de gas en cantidades comerciales, este gas será utilizado para el mercado interno de Arabia Saudí, en plantas petroquímicas, generación de electricidad y plantas de desalinización de agua.

Para Repsol YPF esta adjudicación representa un paso de gran relevancia, dentro de su estrategia de incrementar su participación en proyectos de Exploración y Producción en Oriente Medio y, en particular, en Arabia Saudí.

Argelia

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Argelia derechos mineros sobre 4 bloques. Dos de estos bloques, son bloques de producción con una superficie neta de 581 km² y los otros dos son bloques exploratorios con una superficie neta de 6.772 km².

Durante el año 2003 se registraron 369 km² de sísmica 3D en el bloque exploratorio 401d (Cuenca Berkine) donde Repsol YPF opera con el 55% de participación, completando así la campaña sísmica de 742 km². En el bloque 351c-352c (Cuenca Reggane) operado también por Repsol YPF con el 45% de participación, se registraron en 2003 943 km² de sísmica 3D y 743 km de sísmica 2D.

Con fecha efectiva 1 de enero de 2003, Repsol YPF adquirió a la compañía Orange Nassau el 12,75% del bloque Issaouane operado por Repsol YPF, con lo que la nueva participación de Repsol YPF en el bloque pasó a ser del 59,50%. Este bloque en producción incluye los campos Tifernine, TIM y BEQ. En esta operación también se adquirió el 21,26% que Orange Nassau tenía en el campo Casablanca y el 11,91% en el campo Boquerón, ambos situados en España.

En diciembre Repsol YPF obtuvo en la cuarta ronda exploratoria en Argelia la concesión de un nuevo contrato exploratorio denominado M'Sari Akabli. El área consta de cuatro bloques (332a, 341a3, 339a1 y 337a1) tiene algunos descubrimientos realizados por Sonatrach y múltiples prospects secos de gas. Se sitúa junto al bloque 351c-352c en la cuenca Reggane, donde Repsol YPF participa con el 45%. La superficie total es de 11.688 km² y Repsol YPF es el operador con un 45% de participación, siendo los otros socios extranjeros RWE (30%) y Edison (25%). A 31 de diciembre de 2003, la concesión estaba pendiente de publicación por parte de las autoridades argelinas, por lo que no se ha incluido en el Dominio Minero de Repsol YPF.

No se ha perforado ningún sondeo exploratorio en 2003.

La producción total equivalente en el ejercicio 2003 fue de 10,1 millones de barriles equivalentes de petróleo (27.535 barriles equivalentes de petróleo / día), principalmente proveniente del bloque TFT (operado por Repsol YPF de acuerdo con Sonatrach y Total Fina Elf) y, en menor medida, del bloque Issouanne, operado por Repsol YPF. La producción neta de

crudo fue de 3,5 millones de barriles, incluyendo condensados y líquidos, y 37.000 millones de pies cúbicos de gas natural.

Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural a fin de año se estimaban en 82,7 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Argentina

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Argentina derechos mineros sobre 30 bloques de exploración, con una superficie neta total de unos 64.390 km², así como 85 bloques de producción con un área total neta de unos 24.748 km², situados en las cuencas de Neuquén, San Jorge, Austral, Cuyana y Noroeste.

La producción neta total del ejercicio 2003 ascendió a 277,4 millones de barriles equivalentes de petróleo, lo que supone una producción media diaria de 760.063 barriles equivalentes de petróleo. La producción neta de crudo fue de 157,7 millones de barriles de petróleo, incluyendo condensados y líquidos separados del gas natural, y 672.400 millones de pies cúbicos de gas natural.

Las producciones netas medias diarias por áreas correspondientes al año 2003 han sido las siguientes: Neuquén 500.406 barriles equivalentes de petróleo / día, San Jorge y Austral 161.451 barriles equivalentes de petróleo / día, Cuyana 38.066 barriles equivalentes de petróleo / día y Noroeste 60.140 barriles equivalentes de petróleo / día.

Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural a fin de año se estimaban en 2.739 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La producción neta de petróleo se incrementó respecto al año 2002 en un 10,4% en Neuquén y en un 2,7% en la cuenca Noroeste, mientras que en Cuyana disminuyó un 8,9% y en San Jorge y Austral un 0,4%.

Durante 2003, se han finalizado 27 sondeos, de los cuales 5 fueron positivos. En 2003, tuvieron lugar dos descubrimientos localizados en la cuenca de Neuquén con los sondeos Loma Alta xp-9, en el bloque Valle del Río Grande, y Cerro Bandera xp-164, en el bloque Cerro Bandera. Los otros tres descubrimientos se produjeron con los sondeos Estancia Saraí Oeste x-2 (bloque Los Perales-Las Mesetas) y Estancia La Mariposa Este x-1 (bloque CGSJ-8) ambos en la cuenca del golfo de San Jorge y con el sondeo Zampal Oeste x-3 (bloque Zampal Oeste en la Cuenca Cuyana).

Repsol YPF alcanzó durante el mes de agosto el récord de producción histórica en el yacimiento de gas Loma La Lata, ubicado en la provincia de Neuquen, con una extracción promedio de 47 millones de metros cúbicos por día. Loma La Lata es la cabecera de cuatro grandes gasoductos (Neuba I y II, Centro Oeste y Gasoducto del Pacífico) lo que permite en la actualidad atender la demanda interna y exportar gas a Chile. La inversión en infraestructura en el área ha permitido adicionalmente desarrollar proyectos petroquímicos como la Planta de Metanol y Mega S.A.

En las cuencas de Neuquén y Cuyana se alcanzó durante el mes de septiembre un récord de actividad con un total de 64 equipos de perforación, terminación y otras tareas específicas, en operación. El 68% de estos equipos corresponde a la cuenca de Neuquén.

En julio de 2003 Repsol YPF obtuvo el permiso de exploración para el bloque Bandurria. El bloque fue adjudicado por concurso público y tiene una superficie total de 931 km² en la zona

central de la provincia de Neuquén. Los socios junto a Repsol YPF, que actúa como operador con el 37,5%, son Wintershall Energía S.A. (37,5%) y Pan American Energy, LLC (25%). En julio de 2003 se iniciaron los trabajos de prospección con el registro, durante el año 2003, de 1.237 km² de sísmica 3D. La perforación del primer pozo exploratorio está prevista para el año 2005.

La Secretaría de Energía de Argentina concedió a mediados de año a Repsol YPF un 50% del bloque exploratorio CAM-1 en la cuenca Austral. El bloque tiene una superficie total de 11.919 km².

En febrero de 2003, Repsol YPF inauguró oficialmente la Estación Compresora de la Unidad Separadora Primaria n° 9 y las obras medioambientales en el pozo NQ LLL-145 ubicados en el yacimiento Loma La Lata, provincia de Neuquén. Esta nueva estación compresora se agregó a otras 11 que entraron en operación durante 2002 y 2001 en el área del yacimiento, alcanzando una potencia instalada del orden de 66.000 HP, que hace que el yacimiento Loma La Lata sea el de mayor potencia instalada en el país. La Estación Compresora cumple la función de elevar la presión del gas natural proveniente de los pozos hasta la presión necesaria para que el fluido ingrese a la red de gasoductos troncales y sea transportado hacia los centros de consumo.

En marzo se puso en marcha la planta de GLP en El Portón-Buta Ranquil, en la cuenca de Neuquén. El proyecto tiene como objetivo la separación de líquidos, GLP y gasolinas del gas asociado de los campos de gas de El Portón y Chihuido de La Salina a través de la planta de GLP, y la subsiguiente reinyección de los gases secos en los campos para compensar las mermas en las caídas de presión, consiguiendo así mantener los porcentajes de recuperación de líquidos. A lo largo de la vida del proyecto, el GLP, el petróleo, los condensados y gasolinas de los pozos con un alto ratio GOR representan unas reservas de 40 millones de barriles. En la actualidad está procesando 3,6 millones de m³ por día, lo que supone un 103% de la capacidad nominal de tratamiento de gas y produce 4,8 miles de barriles al día de GLP y 1,1 miles de barriles al día de gasolina.

En el Campo Rincón de los Sauces se han realizado trabajos para tratar de paliar el declino del campo iniciado a mediados de 1999. Los trabajos llevados a cabo durante 2003 han incluido el estudio de inyección de agua en pozos, la instalación de nuevas bombas eléctricas sumergibles y el incremento de capacidad de algunas de las existentes, la perforación de pozos en terraplén, la instalación de una nueva conexión directa a la red eléctrica nacional para abastecer de electricidad a los campos, con el fin de no estar al final de la red y evitar los problemas derivados de cortes en el suministro y la actualización de los modelos de simulación. Durante los últimos meses de 2003, se redujo la tasa de declino de la producción en la principal área productiva (Chihuido de la Sierra Negra).

Las principales actuaciones llevadas a cabo en la cuenca del Golfo de San Jorge para evitar el agotamiento natural, han ido encaminadas hacia la mejora de la tasa de recuperación mediante la perforación en terraplén, la aplicación de métodos de recuperación secundaria a nuevos sectores, la incorporación de nuevas reservas provenientes de exploración de bajo riesgo y nuevas extensiones, y la extensión de los pozos. Entre otras actuaciones, se encuentran los proyectos: Drill 600 (uno de los más importantes, que supuso la perforación de aproximadamente 200 pozos anuales hasta 2003 y que, debido a los buenos resultados sobre la producción que fueron evidentes desde el segundo trimestre de 2001, va a continuar a un ritmo similar), Los Perales-Las Mesetas, La Margarita, Trébol y un nuevo proyecto denominado Drill 150 en el bloque Manantiales Behr. Los niveles de producción están directamente relacionados con el número de pozos activos.

Azerbaiyán y Kazakhsan

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre un bloque de exploración en Kazakhsan (Baiganinsk), operado por Repsol YPF, con una superficie neta de 3.025 km² y un bloque exploratorio en Azerbaiyán (Kurdashi) con una superficie neta de 28 km².

A finales de 2003 se decidió, junto con los demás socios y tras la perforación de dos sondeos negativos en el año 2002, no pasar a la ampliación de la segunda fase exploratoria del bloque Baiganinsk en Kazakhsan, tras haber cumplido con todos los trabajos exploratorios comprometidos. El abandono del bloque se hará efectivo previsiblemente durante los primeros meses de 2004. Las autoridades de Azerbaiyán autorizaron el abandono del bloque Kurdashi en septiembre de 2003.

Bolivia

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Bolivia derechos mineros sobre 10 bloques de exploración, con una superficie neta total de 10.192 km², así como 25 bloques de producción con un área total neta de 1.974 km².

La producción neta fue de 7,8 millones de barriles de petróleo, incluyendo condensados y líquidos, y 106.200 millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción total equivalente de 26,7 millones de barriles equivalentes de petróleo (una media de 73.197 barriles equivalentes de petróleo / día), fundamentalmente de los campos operados por Andina y del Bloque Mamoré. Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural en Bolivia a fin de año se estimaban en 1.262 millones de barriles equivalentes de petróleo; de las que corresponden a Andina 1.213 millones de barriles equivalentes de petróleo.

En el ejercicio 2003 se finalizaron tres sondeos exploratorios, uno de ellos en el tercer trimestre del año, el sondeo Surubí Noroeste x-1 en el bloque Mamoré, con resultado positivo.

Repsol YPF adquirió a la compañía BHP Billiton el 50% del bloque Mamoré, con efecto 1 de octubre de 2003, que representan una incorporación de reservas por esta operación de 16,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. Con esta operación, aprobada por las autoridades bolivianas en febrero de 2004, Repsol YPF pasa a tener el 100% del bloque. Debido a la fecha de aprobación de la transacción, las reservas correspondientes a la adquisición se incluirán en los movimientos de reservas del primer trimestre de 2004.

Durante 2003 se comenzaron las inversiones necesarias encaminadas al inicio de la producción temprana en el Campo Margarita (bloque Caipipendi) prevista para el segundo trimestre de 2004. El consorcio está formado por Repsol YPF (37,5%) como operador, BG (37,5%) y Pan American Energy (25%).

El pozo con desvío lateral (side track) MGR-X1STH se perforó en 2003 para probar la productividad de los pozos horizontales y evaluar el número óptimo de pozos en el proyecto de desarrollo del campo Margarita. El trabajo en este pozo empezó a comienzos de enero de 2003 y fue completado con éxito en mayo.

Junto con BG Group y BP, se realizaron los estudios preliminares encaminados a definir las alternativas técnicas y comerciales, así como el impacto social y medioambiental del proyecto para la producción y venta del gas que se producirá en el campo Margarita en Bolivia.

En abril de 2003 comenzó a operar el gasoducto de Transierra, iniciado en 2002, entre Yacuiba y Río Grande. El gasoducto tiene como finalidad, en primer lugar, la conexión del gas producido en los campos San Alberto y San Antonio, donde se han realizado importantes descubrimientos, con el mercado brasileño. Andina (controlada por Repsol YPF), Petrobras y TotalFinaElf participan en un 50%, 35% y 15% respectivamente, en estos campos, que son operados por Petrobras. El nuevo gasoducto ha sido construido por Transierra S.A., compañía propiedad de los socios en los campos de San Alberto y San Antonio, cuyo activo principal es el gasoducto (GASYRG). Éste, comenzó a transportar gas natural desde el bloque San Antonio (campo Sábalo) el 18 de abril, transportando 2,5 millones de m³ por día. La capacidad a principios de 2004 es de 17 millones de m³ por día y durante el cuarto trimestre de 2003 se transportaron alrededor de 9,1 millones de m³ al día, siendo la media anual en 2003 de 7,2 millones de m³ por día.

El referéndum vinculante sobre la política energética celebrado en Bolivia el 18 de julio de 2004 ha resultado en la aprobación de las medidas sometidas a consulta. Este resultado es positivo en cuanto que supone un apoyo popular a la política del Gobierno, dotando de mayor estabilidad a la situación política del país. Si bien también habilita al gobierno presidido por Carlos Mesa a modificar la legislación del sector de hidrocarburos. En estos momentos y hasta la elaboración y promulgación de la futura ley de hidrocarburos no es posible determinar el potencial impacto del cambio legislativo sobre las operaciones de la compañía en Bolivia.

Brasil

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Brasil derechos mineros sobre 7 bloques offshore de exploración, de los cuales 6 eran bloques exploratorios con una superficie neta de 3.094 km², y 1 era un bloque de producción de 22 km² de superficie neta. Las reservas probadas netas en Brasil a 31 de diciembre de 2003 ascendían a 53 millones de barriles equivalentes de petróleo.

En 2003, Repsol YPF abandonó, tras completar sus compromisos de exploración, el bloque BES-3 en la cuenca del Espíritu Santo.

Durante 2003, se finalizaron dos sondeos exploratorios, ambos con resultado negativo.

Repsol YPF posee una participación del 10% en el campo Albacora Leste, que se encuentra en desarrollo. El proyecto de desarrollo se encuentra en fase de programación de los sondeos de perforación de producción e inyección y la construcción de instalaciones de producción y FPSO. En 2003, se perforaron 8 pozos horizontales de desarrollo, 5 pozos productores y 1 inyector. Se espera que el programa de perforación haya finalizado para 2005.

Se prevé que comience la producción en Albacora Leste a principios de 2005. Actualmente, se estima que la producción total será de 120.000 barriles de petróleo equivalente por día para finales de 2005, alcanzando los 180.000 barriles de petróleo equivalente por día en 2007 y 2008. Las reservas probadas netas a 31 de diciembre de 2003 eran de 53,5 millones de barriles de petróleo equivalente.

En 2003, se registraron 6.596 km de sísmica 2D y 1.621 km² de sísmica 3D.

Colombia

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Colombia derechos mineros sobre 4 bloques de exploración con una superficie neta de 1.923 km², así como uno de producción (Cravo Norte) con un área total neta de 17 km².

La producción neta del año fue de 1,7 millones de barriles de petróleo (4.756 barriles de petróleo / día) en el bloque Cravo Norte.

Las reservas probadas netas de petróleo a 31 de diciembre de 2003 se estimaban en 6,1 millones de barriles de petróleo.

No se terminaron sondeos exploratorios durante 2003.

A finales de 2003 se realizaron los trabajos previos para la realización de una prueba de producción extensiva en el campo Capachos-1 (100% Repsol YPF) que se llevará a cabo durante el año 2004 para evaluar el descubrimiento realizado en 2002. Se completó el programa de obtención de sísmica 2D que cubre 100 Km (40 Km en 2003 y 60 Km en 2002), cuyos resultados están siendo interpretados.

En el año 2003 se han registrado 150 Km de sísmica 2D en el bloque San Miguel (100% de Repsol YPF).

En el cuarto trimestre del año Repsol YPF obtuvo el 50% del bloque exploratorio Catleya, con una superficie total de 909 km². Ecopetrol es el operador del bloque, con el restante 50% de participación.

Cuba

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF tenía derechos mineros sobre 6 bloques exploratorios, con una superficie neta de 10.702 km².

Durante 2003, se finalizó la interpretación de los datos sísmicos existentes. Se han definido múltiples opciones. El primer pozo de la alternativa de Yanagua se perforará en 2004 a una profundidad marina de 1.650 metros a lo largo de un período estimado de dos meses.

No se perforaron sondeos exploratorios en 2003.

Dubai

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Dubai derechos mineros sobre un bloque de producción con un área total neta de 454 km². La producción neta fue de 11,2 millones de barriles (una media de 30.778 barriles de petróleo / día). Las reservas probadas netas a 31 de diciembre de 2003 se estimaban en 55,2 millones de barriles de petróleo.

No se perforó ningún sondeo exploratorio en el país en el año 2003.

En el campo de Fateh está en marcha un proyecto de recuperación terciaria horizontal. En 2000 comenzó la inyección alternativa de agua y gas, que finalizó en 2003. Se analizó la reacción del crudo en los dos sondeos piloto de producción y la reacción positiva se prolongó a lo largo del

año 2003. La evaluación continua, para comprobar la viabilidad económica de la ampliación del proyecto piloto.

Ecuador

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Ecuador derechos mineros sobre 3 bloques de producción, con una superficie neta total de 1.225 km².

La producción neta del año fue de 3,7 millones de barriles de petróleo (10.002 barriles de petróleo / día), la mayor parte procedente del Bloque 16.

Las reservas probadas netas de petróleo a fin de año se estimaban en 46,3 millones de barriles de petróleo. No se perforó ningún pozo exploratorio en el país en el año 2003.

Repsol YPF firmó un acuerdo por un periodo de quince años con una cláusula “ship or pay” para el transporte de 100.000 barriles de crudo por día por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) para el periodo comprendido entre septiembre de 2003 y septiembre de 2018 (quince años). La capacidad contratada será utilizada para la producción prevista de los bloques 16 y 14.

La ampliación de las instalaciones productivas en el bloque 16 finalizó en 2003, a tiempo para cumplir los calendarios establecidos con OCP. Actualmente se está llevando a cabo el estudio y reevaluación del comportamiento del reservorio. Asimismo se está desarrollando un nuevo programa para alcanzar la producción de 75.000 barriles / día y, en consecuencia, presentar una propuesta al gobierno ecuatoriano para redefinir los plazos del contrato y ampliar su vencimiento hasta el ejercicio 2021. Asimismo Repsol YPF está negociando las fechas de vencimiento de los derechos mineros que posee en los bloques productivos en Ecuador para adecuar dichas fechas a los términos del contrato de transporte. Todo ello permitirá a Repsol YPF ajustar su producción de crudo a las capacidades de transporte contratadas.

Guinea Ecuatorial

En el cuarto trimestre del año, se adquirió a la compañía Vanco el 25% del bloque exploratorio marino (“off-shore”) “K” en Río Muni, en el Golfo de Guinea, con una superficie total de 4.475 km². Este bloque es colindante con el bloque “G” de Amerada- Hess, donde se han producido descubrimientos comerciales en los últimos dos años.

España

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en España derechos mineros sobre 25 bloques de exploración con una superficie neta total de 13.148 km², así como 12 bloques de producción con un área total neta de 1.041 km².

Repsol YPF ha producido, a través de sus instalaciones de Casablanca (Mar Mediterráneo) y Gaviota (Mar Cantábrico) 1,5 millones de barriles de petróleo (una media de 4.057 barriles de petróleo / día). Las reservas probadas netas a 31 de diciembre de 2003 se estimaban en 5,0 millones de barriles de petróleo.

Durante el año 2003, se completaron dos sondeos exploratorios con resultados negativos en ambos casos.

Con fecha efectiva 1 de enero de 2003 y, dentro del mismo acuerdo de compra del 12,75% del bloque Issaouane en Argelia, se adquirió a la compañía Orange Nassau el 21,26% del campo Casablanca y el 11,91% del campo Boquerón. La nueva participación de Repsol YPF pasó a ser del 68,67% en Casablanca y del 61,95% en Boquerón.

En las Islas Canarias, al este de la isla de Fuerteventura, tras la concesión en enero de 2002 de los permisos gubernamentales necesarios para la exploración en los bloques Canarias 1 a 9, se completaron durante 2003 los trabajos exploratorios referidos al procesado de 3.249 km² de sísmica 3D. Los datos obtenidos están siendo procesados y se prevé iniciar la perforación de los dos primeros pozos marinos de aguas profundas (1.000-1.500 m) en la segunda mitad de 2004. La participación de Repsol YPF en el proyecto es del 50%, siendo el operador en los 9 bloques. Woodside (Australia), (30%) y RWE DEA (Alemania), (20%) participan asimismo en el proyecto. Woodside anunció descubrimientos significativos de crudo y gas en la costa de Mauritania, que resulta geológicamente similar al área explorada en las Islas Canarias.

En agosto de 2003, Repsol YPF obtuvo dos nuevos permisos (Marismas Marino Norte y Sur), en un área cercana al campo marino Poseidón (Repsol YPF) y a los campos Marismas (Petroleum Oil & Gas, anterior LOCS). Repsol YPF tiene una participación del 40%.

En el primer trimestre del año Repsol YPF obtuvo la adjudicación del 100% de 5 bloques exploratorios en el Mar Cantábrico (Ballena 1 a 5). Los cinco bloques tienen una superficie total de 4.789 km². También durante el primer trimestre del año, se hizo efectiva la incorporación al dominio minero de la compañía de los bloques Murcia A, Murcia B y Sierra Sagra, que juntos alcanzan una superficie total de 1.687 km².

Repsol YPF se encuentra en negociaciones con el Ministerio de Economía para ampliar la capacidad actual del almacenamiento subterráneo de gas natural en la concesión Gaviota (Mar Cantábrico). El proyecto pretende duplicar la capacidad de almacenamiento existente. Los primeros trabajos de ingeniería se llevarán a cabo en 2004 y se estima que la ampliación estará operativa en 2006-2007.

Estados Unidos

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Estados Unidos derechos mineros sobre 41 bloques de exploración, con una superficie neta total de 751 km².

La producción neta del año fue de 0,1 millones de barriles equivalentes de petróleo. Las reservas probadas netas de gas natural y condensados a fin de año se estimaban en 0,8 millones de barriles equivalentes de petróleo.

A lo largo de 2003 se completó un sondeo exploratorio con resultado positivo (Neptune 5).

A mediados de 2003 Repsol YPF adquirió a la compañía BHP Billiton, un 15% del proyecto Neptune en el sector Atwater Valley del Golfo de México. Neptune consta de 5 bloques de exploración, con una lámina de agua media de 1.900 metros y se localiza en el Mississippi Fan Foldbelt, a 210 Km. de la costa de Louisiana, inmediatamente al Noreste de los campos Mad Dog y Atlantis. En agosto de 2003 se produjo un importante descubrimiento con el sondeo de evaluación Neptune 5.

El consorcio que integra el proyecto Neptune, formado por Repsol YPF (15%), BHP Billiton (35% y operador), Marathon Oil Company (30%) y Woodside Petroleum Ltd (20%), descubrió en el mes de agosto de 2003, una importante columna de hidrocarburos con el sondeo de evaluación Neptune 5, situado en aguas profundas de la región central del Golfo de México. En

el citado sondeo, ubicado en el bloque Atwater Valley 574, que alcanzó una profundidad total de 5.830 metros, se encontró un espesor neto petrolífero superior al esperado, de más de 150 metros. La calidad del crudo descubierto es de similares características al de los campos vecinos de Mad Dog y Atlantis, actualmente en fase de desarrollo.

Durante el año 2004 se tiene prevista la perforación de dos nuevos pozos en la estructura y, tras los sondeos exploratorios, la elaboración del plan de desarrollo del descubrimiento.

En marzo, Repsol YPF obtuvo la concesión, en la ronda exploratoria 185, de 9 bloques exploratorios marinos (“off-shore”) en el área de Green Canyon y en agosto, en la ronda exploratoria 187, obtuvo otros 10 nuevos bloques exploratorios marinos (“off-shore”) en el área de Alaminos Canyon, todos ellos situados en el Golfo de México.

Guyana

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre un bloque de exploración marino (“off-shore”), con una superficie neta de 8.843 km².

No se perforaron pozos de exploración en el país en el año 2003.

Indonesia

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre un bloque de producción, con una superficie neta de 245 km².

La producción neta del año fue de 0,2 millones de barriles equivalentes de petróleo (una media de 396 barriles equivalentes de petróleo/día). La producción de gas natural fue de 800 millones de m³. Las reservas probadas netas a 31 de diciembre de 2003 se estiman en 13,4 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Durante 2003 no se perforó ningún sondeo exploratorio en el área.

El 18 de enero de 2002, Repsol YPF llegó a un acuerdo con la compañía china CNOOC Ltd. para la venta de sus participaciones en los Bloques South East Sumatra, Offshore North West Java (ONWJ), Poleng, Offshore West Madura y Blora, todos ellos situados en Indonesia, por un importe de 671 millones de euros. La operación ha supuesto unas plusvalías de 49,4 millones de euros. La transacción incluye una producción neta del orden de 70.300 barriles día, de los cuales el 79,2% corresponde a petróleo y líquidos y el 20,8% a gas. Las reservas probadas netas a 31 de diciembre de 2001 ascendían a 300 millones de barriles equivalentes de petróleo. Repsol YPF era el operador del bloque South East Sumatra.

Irán

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros en un bloque exploratorio con una superficie neta de 792 km², situado en la zona de la cordillera de Zagros en Irán.

Libia

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre 15 bloques de exploración, con una superficie neta de 65.517 km², así como 2 de explotación con una superficie neta de 1.413 km².

La producción neta del año, que se ha visto afectada en buena medida por la cuota asignada por la OPEP a Libia, fue de 7,4 millones de barriles de petróleo (20.244 barriles de petróleo/día), procedente en su mayoría del bloque NC-115 (Campo El-Sharara). Las reservas probadas netas de petróleo a 31 de diciembre de 2003 se han estimado en 94,8 millones de barriles.

Durante el ejercicio 2003, se finalizaron 2 sondeos exploratorios, ambos con resultado positivo. Estos dos descubrimientos tuvieron lugar durante el tercer trimestre del año, en el bloque NC-115 con los pozos exploratorios O1 y N2 en la cuenca de Murzuq. Destaca el descubrimiento en la estructura O1 con el sondeo O1-NC115, que encontró una columna de hidrocarburos mayor que la esperada, revalorizando el potencial de estructuras similares en todo el bloque NC-115.

Durante el año 2003, se han registrado 2.361 km de sísmica 2D y 857 km² de sísmica 3D.

En Mayo de 2003, Repsol YPF firmó un contrato con National Oil Company de Libia (NOC) para la exploración y, en caso de éxito, posterior explotación de seis bloques en Libia. Repsol YPF actuará como operador, con una participación del 60% y OMV tendrá el restante 40%. Con esta concesión, denominada "paquete 1", Repsol YPF ha consolidado su posición en la cuenca de Murzuq y ha iniciado las actividades de exploración en la cuenca de Sirte. La concesión incluye el bloque M-1, actualmente denominado NC-200, en la cuenca de Murzuq, los bloques O9 y O10 en la cuenca marina de Sirte, el bloque S36 en la cuenca de Sirte, y los bloques K1 y K3 en la cuenca de Kufra. La superficie total de los seis bloques es de 78.474 km². El contrato incluye la perforación de 12 sondeos exploratorios y la obtención de 6.500 km. de sísmica durante los próximos seis años, y supone una inversión estimada inicial de aproximadamente 90 millones de dólares. El bloque NC-200 tiene un superficie total de 7.900 km² y se estima que es el de mayor potencial de la concesión. Este bloque está situado junto al bloque NC-115, operado también por Repsol YPF, donde se encuentran los grandes campos de El-Sharara, con una producción de 200.000 barriles/día.

En agosto de 2003, Repsol YPF recibió la aprobación de la National Oil Company de Libia (NOC) para desarrollar el campo "D" del bloque NC-186 en la cuenca de Murzuq, operada por Repsol YPF. A 31 de diciembre de 2003, este campo tiene unas reservas probadas netas estimadas en 6,7 millones de barriles y se espera que esté operativo para el tercer trimestre de 2004. El plan de desarrollo autoriza un "plateau" de producción de 35.000 barriles/día.

Repsol YPF comenzó en octubre de 2003 la producción en el campo "A" en el bloque NC-186, con tres meses de antelación respecto al calendario previsto en el plan de desarrollo aprobado por NOC en Agosto de 2002. El campo "A" tiene unas reservas probadas netas de petróleo estimadas, a 31 de diciembre de 2003, de 6,5 millones de barriles y está previsto alcanzar un "plateau" de producción de 40.000 barriles de petróleo por día. La producción de los campos "A" y "D" se conectará, mediante un oleoducto de 31 km de longitud, con las instalaciones de El-Sharara y será transportada por oleoducto al puerto de Zawia en el Mar Mediterráneo.

En diciembre de 2003, Repsol YPF, Woodside Energy Ltd. (Australia), y Hellenic Petroleum, S.A. (Grecia) firmaron un nuevo contrato de exploración y producción con National Oil Company (NOC). El contrato comprende 6 bloques exploratorios, 5 de ellos en la cuenca terrestre de Sirte (S16, S42, S11, S64 y S50), y uno en la cuenca de Murzuq (M15), con una superficie total de 20.129 km². También incluye un estudio de viabilidad para el desarrollo del campo Atchan con una superficie total adicional de 1.539 km², en la cuenca de Murzuq, a realizar durante los próximos tres años. Repsol YPF posee una participación del 35% en el contrato, Woodside actúa como operador con un 45% y la compañía Hellenic Petroleum tiene el 20% restante.

Las tres compañías han acordado trabajar juntas en la comercialización del gas que se descubra en el área objeto del contrato, que tiene una vigencia de treinta años, con una fase inicial de exploración de seis años, contemplando unos compromisos mínimos de trabajos que incluyen estudios geológicos, adquisición de sísmica y trece sondeos exploratorios durante un período de seis años.

Marruecos

Repsol YPF obtuvo, en la segunda mitad del año, el 100% en 3 bloques exploratorios marinos (“off-shore”) en Marruecos: Tanger-Larache 1, 2 y 3. Los tres bloques, localizados en el segmento marino de la cuenca del Rharb, tienen una superficie total de 5.500 km² y un buen potencial gasífero.

México

Repsol YPF obtuvo, en el mes de octubre, un Contrato de Servicios para el desarrollo y explotación del bloque Reynosa-Monterrey en la cuenca de Burgos en el Noreste de México. El contrato fue adjudicado en la primera licitación internacional convocada por la empresa nacional mexicana PEMEX para participar en actividades de desarrollo y producción de campos de gas en el país.

El bloque Reynosa-Monterrey está situado en el Noroeste de México, en la frontera con Estados Unidos, al sur del Río Grande. Tiene una superficie de 3.538 km², con 16 campos de gas ya en explotación, cuya producción se trata de incrementar sustancialmente mediante inversiones adicionales de desarrollo.

Las inversiones previstas por Repsol YPF en el bloque para los próximos tres años ascienden a 170 millones de dólares.

En 2004, está previsto realizar la adquisición y el procesamiento de 700 km² de sísmica 3D, que comenzará en el primer trimestre, y la perforación de 8 nuevos pozos de desarrollo. Se estima que el impacto de esta inversión se verá reflejado en la producción de gas a partir del año 2005. De acuerdo con el programa previsto, se espera multiplicar por cinco la producción actual de 400 mil metros cúbicos diarios, hasta alcanzar una producción de gas de unos 2 millones de metros cúbicos diarios en el año 2007.

Con este contrato, Repsol YPF se convierte en la primera compañía internacional que consigue participar en las actividades de desarrollo y explotación de hidrocarburos en México.

Perú

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre 5 bloques de exploración con una superficie neta total de 38.703 km². No se perforó ningún sondeo exploratorio en el año 2003.

A mediados de año Repsol YPF obtuvo la Concesión del bloque 57, situado en la selva central de Perú, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, junto al bloque 88, donde se encuentra el campo Camisea, productor de gas y condensado. La participación actual de Repsol YPF en el bloque, que tiene una superficie total de 6.111 Km², es del 76,15%.

En 2003 se obtuvo un 76,15 % del Bloque 90, teniendo Burlington el 23,85% restante. El bloque está situado en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, con una superficie total de 8.807 km². Este nuevo bloque incluye las áreas más interesantes de los antiguos bloques 34 y 35 (Repsol

YPF abandonó ambos bloques en 2003, tras haber cumplido con todos los trabajos exploratorios comprometidos). El compromiso para el período en el bloque 90 es la obtención de 170 km de sísmica 2D.

También se obtuvo el área TEA 80 (Repsol YPF 76,15%, Burlington 23,85%) en la cuenca Ucayali. Este bloque, con una superficie total de 21.131 km², está bajo evaluación con el objetivo de llegar a un acuerdo de exploración en 2004.

Sierra Leona

En el tercer trimestre del año Repsol YPF obtuvo, en la ronda exploratoria Marina, el 100% de 2 bloques exploratorios marinos (“off-shore”): el bloque SL-6 con un área total de 4.635 km² y el bloque SL-7 con un área total de 5.864 km².

Trinidad & Tobago

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre 1 bloque marino (“off-shore”) de producción, así como sobre el 30% de las reservas de gas y líquido de BP Trinidad & Tobago LLC (BPTT) a través de la participación en la compañía BPRY. La superficie neta total es de 1.124 km².

La producción neta del año fue de 7,7 millones de barriles de líquidos y 176.600 millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción total equivalente de 39,2 millones de barriles equivalentes de petróleo (107.389 barriles equivalentes de petróleo/día), procedente en su totalidad de los campos operados por BP. Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural a 31 de diciembre de 2003 se estimaban en 840,6 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Durante 2003 no se perforó ningún sondeo exploratorio.

Repsol YPF ejerció, con fecha efectiva 1 de enero de 2003, la opción de compra de un 20% adicional de la compañía BPRY (BP Repsol YPF Caribbean Ventures LLC), propietaria del 100% de la compañía BPTT (BP Trinidad y Tobago LLC), titular de los activos de BP en Trinidad y Tobago. La operación permitió elevar hasta el 30% la participación de Repsol YPF en los activos y triplicar las cifras de producción y reservas de la compañía en el país, situando en 709 millones de barriles equivalentes de petróleo las reservas probadas netas al inicio de 2003.

A finales de abril se puso en marcha el tercer tren de licuefacción en la planta de Atlantic LNG con dos meses de adelanto sobre la fecha prevista, realizando el primer cargamento a principios de mayo. El tren tiene una capacidad de producción de 4.300 millones de metros cúbicos de gas al año, lo que equivale al 18% del consumo anual en España. Esta producción es similar a la del tren 2, que entró en funcionamiento en agosto de 2002 y donde Repsol YPF participa, al igual que en el tren 3, con el 25%. Con la puesta en marcha del tren 3, la capacidad de producción total de gas natural licuado (GNL) de Atlantic LNG se eleva a 13.000 millones de metros cúbicos.

En junio el Gobierno de Trinidad y Tobago aprobó la construcción de un cuarto tren de licuefacción en la planta de Atlantic LNG. El tren 4 se ha diseñado para una producción de 7.000 millones de metros cúbicos al año, siendo así una de las mayores instalaciones de su tipo en el mundo. Este proyecto incluye la construcción de un segundo muelle y de un cuarto tanque de almacenamiento de GNL. La inversión total ascenderá a unos 1.200 millones de dólares y la entrada en producción está prevista para el primer semestre de 2006. Este cuarto tren incrementará la capacidad de producción de la planta de Atlantic LNG hasta cerca de 20.000

millones de metros cúbicos al año y mantendrá la posición de Trinidad y Tobago como el primer proveedor de GNL a los mercados de la cuenca Atlántica. Con la aprobación del tren 4 se incorporaron 185 millones de barriles equivalentes de petróleo a las reservas probadas netas de Repsol YPF.

En el cuarto trimestre de 2003, Repsol YPF y Shell Western LNG Ltd. firmaron un contrato de suministro de GNL desde Trinidad y Tobago hasta la planta de regasificación de Cove Point, en la costa este de Estados Unidos, por 2.000 millones de metros cúbicos al año.

Venezuela

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía en Venezuela derechos mineros sobre 1 bloque de exploración, con una superficie neta total de 1.970 km², y 6 de producción, con una superficie neta total de 5.902 km².

La producción neta del año fue de 14,8 millones de barriles de petróleo y líquidos separados del gas natural y 109.100 millones de pies cúbicos de gas, con un total equivalente de 34,2 millones de barriles equivalentes de petróleo (93.724 barriles equivalentes de petróleo/día), procedente fundamentalmente de los bloques Mene Grande, Quiriquire y Quiamare-La Ceiba, todos operados por Repsol YPF.

Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural a fin de año se estimaban en 233,5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

No se perforaron sondeos exploratorios en Venezuela durante el ejercicio 2003.

Repsol YPF continúa negociando con Petróleos de Venezuela (PDVSA), la compañía estatal venezolana, la posibilidad de incrementar el volumen de los cargamentos de gas desde Quiriquire hasta 9,0 millones de metros cúbicos al día. En 2001, Repsol YPF y PDVSA, firmaron un acuerdo de venta del gas procedente del bloque Quiriquire. Repsol YPF comenzó la producción de gas de este bloque en septiembre de 2001. En el primer trimestre de 2002, se completó la última fase de este proyecto. La producción neta media de gas se situó a 31 de diciembre de 2003 en 8,4 millones de metros cúbicos al día, con una producción neta de crudo y gas de 69.880 barriles equivalentes de petróleo al día.

Repsol YPF adquirió en el mes de julio, con fecha efectiva 1 de enero de 2003, la participación del 25% que la compañía Tecpetrol tenía en el bloque Quiamare La Ceiba. La participación de Repsol YPF en este bloque, en el que es la compañía operadora, pasa a ser del 75%, asociada con Exxon Mobil, titular del 25% restante. Con esta adquisición, Repsol YPF pudo aumentar su producción y las reservas probadas en Venezuela en 3.900 barriles al día y en 8,2 millones de barriles equivalentes de petróleo, respectivamente.

Repsol YPF no vio afectada prácticamente su producción durante los primeros meses del año por la huelga general que tuvo lugar en el país entre finales de 2002 y los primeros meses de 2003. A mediados de febrero de 2003, la producción alcanzó niveles cercanos a los existentes antes del inicio de la huelga.

En el ejercicio 2003 entró en operación un nuevo oleoducto entre La Ceiba y Santa Rosa. El nuevo oleoducto ha supuesto una importante mejora en la seguridad y eficiencia con respecto al oleoducto anterior.

En el mes de abril de 2004, se inició la producción de gas en los Bloques Yucal Placer Norte y Sur en el Estado de Guárico situado en la zona centro-oriental de Venezuela. Repsol YPF

participa con un 15% en el consorcio titular del proyecto junto con Total (69,5%), Inepetrol (10,3%) y Otepi (5,2%). La producción inicial total de los bloques es de 1,7 millones de metros cúbicos diarios (10,7 miles de bep/día).

IV.2.4.2 Actividad de Refino, Logística y Marketing

Este área incluye el refino y transporte, así como la comercialización, tanto al por menor como al por mayor, de productos petrolíferos y la distribución y venta al por menor de GLP (butano y propano). Repsol YPF realiza actividades de refino como operador en tres países y lidera la actividad de refino en España y Argentina. Repsol YPF opera cinco refinerías en España con una capacidad instalada total de refino de 740.000 barriles diarios, y cuatro refinerías en Latinoamérica (Argentina y Perú) con una capacidad instalada total de refino de 421.500 barriles diarios. Repsol YPF realiza actividades de distribución y comercialización en 11 países y es líder en el mercado español y argentino. La red de puntos de venta de Repsol YPF consta de 3.611 estaciones de servicio y aparatos surtidores en España y 3.003 estaciones de servicio y aparatos surtidores fuera del territorio nacional, principalmente en Latinoamérica. El área de Refino y Marketing supuso el 28,6%, 25,7% y el 31,0% del resultado operativo de Repsol YPF en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, respectivamente.

A continuación se detalla la evolución de los ingresos, resultados operativos y otras magnitudes de esta actividad durante los tres últimos años:

ÁREA REFINO, LOGÍSTICA, MARKETING Y GLP
INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS ESPECÍFICOS

<i>(Conceptos / Segmentos)</i>	2001	2002	2003	% 02/01	% 03/02
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN (2)					
España	22.495	20.798	21.430	(7,54)%	3,04%
Argentina	6.101	6.003	6.254	(1,61)%	4,18%
Resto Latinoamérica	2.300	2.824	2.974	22,78%	5,31%
Resto del mundo	1.595	1.664	1.822	4,33%	9,50%
Ajustes y otros (1)	(791)	(1.639)	(1.460)	107,21%	(10,94)%
	31.700	29.650	31.020	(6,47)%	4,62%
RESULTADO OPERATIVO					
España	1.167	659	677	(43,53)%	2,73%
Argentina	115	134	466	16,52%	247,76%
Resto Latinoamérica	101	51	41	(49,50)%	(19,61)%
Resto del mundo	23	10	12	(56,52)%	20,00%
	1.406	854	1.196	(39,26)%	40,05%
INVERSIONES (3)					
España	538	308	403	(42,83)%	31,01%
Argentina	145	85	55	(41,52)%	(35,14)%
Resto Latinoamérica	173	169	195	(2,08)%	15,11%
Resto del mundo	21	22	10	4,76%	(54,55)%
	877	584	663	(33,43)%	13,57%
ACTIVOS TOTALES					
España	7.058	7.018	7.234	(0,57)%	3,08%
Argentina	3.120	3.161	4.473	1,31%	41,50%
Resto Latinoamérica	2.142	1.708	1.042	(20,26)%	(39,00)%
Resto del Mundo	415	389	509	(6,27)%	30,72%
	12.735	12.276	13.257	(3,60)%	7,99%

- (1) Los ajustes de consolidación correspondientes a la eliminación de transacciones intergrupo se han recogido en este epígrafe con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de dichos ajustes.
- (2) Se incluye como mayor precio de venta y de coste los impuestos especiales de los productos comercializados. Los impuestos especiales de 2001, 2002 y 2003 ascendieron a 6.850, 5.532 y 5.626 millones de euros respectivamente.
- (3) La cifra de las inversiones del Área de Refino, Logística, Marketing y GLP no incluyen las inversiones en gastos de proyección plurianual correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003 por importe de 40, 27 y 11 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultado operativos

Los ingresos operativos de la actividad de refino y marketing, antes de ajustes intergrupo, han ascendido a 32.480 millones de euros en el año 2003, lo que ha supuesto un incremento del 3,8% respecto de los 31.289 millones de euros de 2002. Dicho aumento se ha debido fundamentalmente a mayores ventas de productos petrolíferos: en España han tenido un incremento del 3%, en Argentina un 4% y en el conjunto del resto de países un 6,9%; adicionalmente, la recuperación de márgenes comerciales en Argentina ha sido notable, aunque limitada en parte por el acuerdo de estabilidad de precios.

El volumen de ventas de GLP en 2003 ha disminuido un 1,3%, principalmente como resultado de una reducción del 1,9% de las ventas en España, debido a la competencia de otras fuentes de energía (principalmente gas natural y electricidad) y al crecimiento de otros competidores en el mercado de GLP. En Latinoamérica, el ligero descenso de las ventas de GLP (0,8%) refleja la menor demanda en Argentina provocada por la crisis económica compensada en parte por un fuerte crecimiento en Perú.

En el año 2002, los ingresos operativos de la actividad de refino y marketing, antes de ajustes intergrupo, fueron de 31.289 millones de euros, lo que supuso una disminución del 3,70% respecto de los 32.491 millones de euros de 2001. Dicha disminución se debió fundamentalmente al descenso de precios internacionales de venta de los productos, así como a que el volumen total de ventas permaneció prácticamente estable. En España el volumen de ventas de productos refinados, incluyendo exportaciones, permaneció prácticamente constante, mientras que en Argentina el volumen de ventas de productos refinados, incluyendo exportaciones, decreció el 2,6% debido a la situación económica. El volumen de ventas de GLP en 2002 permaneció prácticamente constante debido a la combinación de una caída del 3% en ventas en Europa parcialmente compensado por un incremento del 6,3% en las ventas de Latinoamérica. Los menores volúmenes de ventas de GLP en Europa reflejaron principalmente el descenso de un 4% de las ventas en España debido a la competencia de otras fuentes de energía (principalmente gas natural y electricidad), una pérdida de cuota de mercado de aproximadamente el 2,6% frente a otros operadores de GLP embotellado y a las mejores condiciones climáticas durante el año. En Latinoamérica, el incremento de las ventas en GLP reflejaron la consolidación de nuestras operaciones en Bolivia durante los doce meses, el crecimiento orgánico del negocio y los mayores volúmenes de ventas en Perú. Este incremento se vio parcialmente compensado por el descenso del 5,6% en las ventas en Argentina, si bien la contracción del mercado total se estimó en un 8% debido a la situación económica.

El resultado operativo de refino y marketing en 2003 ha aumentado un 40% hasta los 1.196 millones de euros desde los 854 millones de euros en 2002, reflejando la mejora de los márgenes de refino a lo largo del ejercicio 2003 y sobre todo la mejora de los resultados en Argentina (a pesar de los efectos negativos producidos por la apreciación del euro frente al dólar) que se han incrementado en un 247,76% desde 134 millones de euros en 2002 a 466 millones de euros en 2003.

Los márgenes de refino de Repsol YPF en 2003 aumentaron 1,64\$ por barril hasta 3,19\$ por barril, reflejando una recuperación de los márgenes internacionales desde los niveles mínimos de 2002 hasta niveles de ciclo medio. A principios de 2003, los márgenes se incrementaron debido a las frías temperaturas registradas en Europa y Estados Unidos, así como a un inventario de reservas ajustado. En el primer trimestre de 2003, los márgenes en Europa alcanzaron un máximo sin precedentes.

Los márgenes operativos de marketing en España se han mantenido en el ejercicio 2003 en línea con los de 2002.

Los márgenes operativos de marketing en Argentina han mejorado significativamente como consecuencia de la apreciación del peso frente al dólar y a pesar del pacto de estabilidad de precios durante el año (los márgenes comerciales han pasado de un margen promedio de 3,8 US\$/m³ en 2002 a un margen promedio de 30 US\$/m³ en 2003).

El margen de GLP envasado en España se ha visto negativamente afectado en el ejercicio 2003 por las elevadas cotizaciones internacionales de las materias primas durante el primer trimestre, que la actual fórmula de precios máximos ha impedido trasladar al precio final al consumidor, lo que ha reducido el margen en el primer semestre. Los márgenes se han recuperado en la segunda mitad del ejercicio 2003 por lo que, en términos generales, en el citado ejercicio los márgenes de GLP envasado en España fueron ligeramente superiores (2%) en términos anuales

a los del ejercicio 2002. A pesar de la pérdida de economías de escala consecuencia de las menores ventas, los costes de comercialización (término a través del cual la administración reconoce los costes de la actividad y remunera a los diferentes eslabones de la cadena de producción – distribución), no se han incrementado durante el ejercicio 2003. En Latinoamérica los márgenes minoristas han aumentado en Argentina, donde se ha completado con éxito la traslación de precios internacionales y tipos de cambio en el marco de los Acuerdos de Estabilidad de Precios, en Chile y en Ecuador, siendo Perú el único país que no ha podido trasladar al mercado final el aumento en el coste de materia prima. Los márgenes mayoristas han aumentado tanto en Argentina como en Bolivia, producto de las altas cotizaciones internacionales.

El resultado operativo de refino y marketing en 2002 decreció un 39,26% hasta 854 millones de euros desde los 1.406 millones de euros en 2001, principalmente reflejando los menores márgenes de refino y el efecto de la desconsolidación de CLH, que supuso una disminución de 173 millones de euros.

Los márgenes de refino de Repsol YPF en 2002 decrecieron en 1,59\$ por barril hasta 1,55\$ por barril, reflejando el deterioro de los márgenes internacionales hasta los niveles más bajos en los últimos años como resultado de los elevados precios internacionales del crudo y la baja demanda internacional. Esta disminución en márgenes fue parcialmente contrarrestada por la política de reducción de costes llevada a cabo por Repsol YPF, ayudados por la devaluación del peso. Los márgenes mostraron algunas mejoras en el cuarto trimestre.

Los márgenes operativos de la unidad española de marketing permanecieron básicamente estables. Los márgenes operativos de la unidad argentina de marketing disminuyeron en 2002 en relación a 2001, aunque durante la segunda mitad del año los márgenes operativos de la unidad argentina de marketing crecieron debido a los sucesivos incrementos de precios.

Los márgenes operativos del GLP embotellado en España fueron ayudados por los menores costes de la materia prima durante los primeros nueve meses de 2002, aunque esta tendencia cambió durante el último trimestre, y por el decalaje temporal en la revisión de la fórmula de precios máximos para incluir los menores precios internacionales mencionados anteriormente. En abril de 2002 el Gobierno español revisó el factor de margen de comercialización oficialmente reconocido en la fórmula de fijación de precios incrementándolo un 12,9% sobre el establecido en octubre de 2000 en reconocimiento de los sostenidos incrementos de costes en el negocio de distribución de GLP. Los márgenes operativos del GLP minorista en Latinoamérica se debilitaron a lo largo del año, principalmente afectados por la situación en Argentina y el aumento de los precios internacionales de las materias primas durante el último trimestre del año. De cualquier modo, la reducción de costes en términos reales se llevó a cabo después de la introducción de medidas anti-crisis y la devaluación del peso, casi totalmente compensada por márgenes más bajos.

Refino

Las refinerías de Repsol YPF producen una amplia gama de productos petrolíferos, incluyendo combustibles, carburantes, lubricantes, productos de petroquímica básica, asfaltos y coque. La actividad de refino en España la llevan a cabo Repsol Petróleo y Petronor, sociedades en las que Repsol YPF posee una participación del 99,97% y 85,98% respectivamente. Ambas suman de forma conjunta el 59% de la capacidad estimada de refino en España, en términos de capacidad instalada efectiva de destilación primaria, a 31 de diciembre de 2003.

Repsol YPF inició sus actividades de refino en Latinoamérica en agosto de 1996 con la compra, a través del consorcio Refinadores del Perú (“Refipesa”), de un 25,7% de la Refinería La Pampilla, S.A. (“Relapasa”), cuyo principal activo es la refinería de La Pampilla. En diciembre

de 2003 el consorcio se disolvió y Repsol YPF ahora tiene una participación directa del 50,29% en la refinería. Repsol YPF es el operador técnico de la refinería de La Pampilla.

Repsol YPF posee y opera tres refinerías en Argentina: La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, con una capacidad instalada total de 319.500 barriles diarios, lo que supone el 51% de la capacidad estimada de refinación en Argentina, en términos de capacidad instalada efectiva de destilación primaria, a 31 de diciembre de 2003. Además, Repsol YPF participa en una refinería más en Argentina y en otras dos en Brasil.

1. *Capacidad instalada, aprovisionamientos y producción.*

En el siguiente cuadro se refleja la capacidad instalada de las refinerías que posee Repsol YPF total o parcialmente a 31 de diciembre de 2003.

	<u>Destilación Primaria</u> Miles de barriles día	<u>Índice de Conversión (1)</u> %	<u>Lubricantes</u> Miles de toneladas/año
Capacidad de refinación y configuración (2)			
ESPAÑA			
Cartagena	100	-	135
La Coruña	120	59	-
Puertollano	140	57	110
Tarragona	160	44	-
Bilbao	220	31	-
TOTAL REPSOL YPF ESPAÑA	740	39%	245
ARGENTINA			
La Plata	189	68	255
Luján de Cuyo	106	112	-
Plaza Huincul	25	-	-
Refinor (3)	14	-	-
TOTAL REPSOL YPF ARGENTINA	334	74%	255
PERÚ			
La Pampilla	102	13	-
BRASIL			
REFAP (4)	54	12	-
Manguinhos (5)	4	14	-
Total Repsol YPF (Brasil)	58	12%	-
TOTAL REPSOL YPF	1.234	45%	500

(1) Índice de conversión calculado como el ratio de la capacidad equivalente de cracking catalítico en lecho fluido (FCC) entre la capacidad de destilación primaria.

(2) Capacidades presentadas conforme a los criterios de consolidación de Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, excepto Refinor (50%), REFAP (30%) y Manguinhos (30,71%).

(3) Capacidad de destilación total primaria de 28.500 barriles/día.

(4) Capacidad de destilación total primaria de 180.000 barriles/día.

(5) Capacidad de destilación total primaria de 14.000 barriles/día.

El porcentaje que representa la producción neta diaria de petróleo sobre la capacidad diaria de destilación primaria se ha situado a 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003, en el 54,8%, 47,3% y el 48,14% respectivamente. El descenso en 2002 se debió tanto a la disminución de la producción por la venta de los activos de Indonesia, como al incremento de la capacidad de destilación por la incorporación en 2002 de Refinor (50%), Refap (30%) y Manguinhos (30,71%).

Durante 2003, las refinerías de Repsol YPF procesaron 53,4 millones de toneladas de crudo, 28% de las cuales proceden de la actividad de producción propia y el resto ha sido adquirido a través de contratos de suministro o en el mercado de crudo al contado (spot). En línea con la larga relación mantenida con PEMEX, Repsol YPF le compra un volumen que se fija anualmente. En 2002 y 2003 esta cantidad se estableció en torno a los 103.000 y 96.000 barriles por día, respectivamente. Las compras realizadas al amparo de este contrato en el ejercicio 2002 y 2003 han representado, aproximadamente, un 10% del total del crudo procesado en dichos ejercicios. La cantidad para 2004 todavía no ha sido fijada, si bien se estima en unos 104.000 barriles diarios. Estas transacciones con PEMEX se han realizado en condiciones de mercado. Adicionalmente, 8,9 millones de toneladas de crudo y 3,2 millones de toneladas de productos intermedios o finales han sido compradas y revendidas en los mercados internacionales en 2003. Todas estas operaciones se denominan en dólares.

El origen del crudo procesado en 2003, 2002 y 2001 ha sido:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Oriente Próximo	13%	13%	14%
Norte de África	16%	13%	14%
África Occidental	8%	8%	10%
Latinoamérica	46%	52%	50%
Europa	17%	14%	12%
	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>

El siguiente cuadro presenta las materias primas procesadas y la producción para sus principales productos en los períodos indicados:

	<u>2003⁽¹⁾</u>	<u>2002⁽¹⁾</u>	<u>2001</u>
Materias primas procesadas⁽²⁾			
Crudo	53,4	52,8	51,0
Otras cargas y materias primas	5,2	5,1	5,7
Total	<u>58,6</u>	<u>57,9</u>	<u>56,7</u>
Producción⁽³⁾			
Destilados medios	24.890	24.336	23.654
Gasolinas	11.913	11.657	11.285
Fuelóleos	8.337	8.288	7.994
GLP	1.728	1.687	1.704
Asfaltos (4)	1.596	1.504	1.405
Lubricantes	456	450	406
Otros (sin petroquímicos)	2.921	3.397	3.476
Total	<u>51.841</u>	<u>51.319</u>	<u>49.924</u>

(1) Incluye el 30% de la producción de la refinería de REFAP y el 50% de la producción de la refinería de Refinor.

(2) En millones de toneladas.

(3) En miles de toneladas.

(4) Incluye la producción de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol YPF y CEPSA. Un 50% de sus productos son comercializados por Repsol YPF.

España

Las refinerías de Repsol YPF en España estuvieron funcionando a una media del 87,6% de su capacidad en el ejercicio 2003 frente al 86,3% de media en 2002 y al 94,6% de media del total de las refinerías españolas en 2003. Durante 2003, las cinco refinerías españolas de Repsol YPF refinaron 32,4 millones de toneladas de crudo, lo que representa el 57% del total de crudo refinado en España. Su distribución geográfica y su proximidad a los grandes centros de consumo, dos refinerías en el Mediterráneo (Cartagena y Tarragona), una en el Noroeste (La Coruña), una en el Norte (Bilbao) y la otra en el interior (Puertollano) junto al principal nudo de oleoductos, le otorgan a Repsol YPF importantes ventajas competitivas. Las cinco refinerías de Repsol YPF en España están llevando a cabo un plan de inversiones dirigido a adaptar sus esquemas de producción a las severas exigencias de calidad de productos dictadas por la Unión Europea y que tendrán efecto a partir del 1 de enero de 2005. (Ver Capítulo IV IV.1.2 Marco legal – España - Petróleo y productos petrolíferos). Siguiendo este plan, se puso en funcionamiento un “hydrocracker” en Tarragona a mediados de 2002. Otros importantes proyectos que actualmente están siendo acometidos son un “mild hydrocracker” en Puertollano (cuyos procedimientos de puesta en marcha comenzaron en junio de 2004), una unidad de hidrot ratamiento de carga en el FCC de La Coruña y una unidad de isomerización en la refinería de Tarragona.

A 31 de diciembre de 2003 las instalaciones de almacenamiento de Repsol YPF tenían una capacidad de 30 millones de barriles de crudo y 45 millones de barriles de productos refinados.

El Estado requiere que las entidades implicadas en la producción o distribución de productos petrolíferos en España mantengan unos niveles mínimos de reservas de dichos productos. A tenor de la legislación promulgada en 1994, el gobierno español creó la Corporación de Reservas Estratégicas (“CORES”), un organismo estatal, con el objeto de establecer, gestionar y mantener los niveles de reservas estratégicas de crudo y productos derivados del petróleo. En 2003, se han vendido 127.000 toneladas de productos a CORES. Repsol YPF cumple la normativa actual en todos los aspectos.

Perú

La refinería La Pampilla, situada a 25 km. al norte de Lima, Perú, tiene una capacidad total de refino de aproximadamente 102.000 barriles-día, lo que representa, según estimaciones de Repsol YPF, más del 50% de la capacidad instalada de refino en Perú a 31 de diciembre de 2003. Durante el ejercicio 2003 La Pampilla ha operado a una capacidad media del 73,9% frente al 76,0% durante 2002. Su proximidad a la ciudad de Lima, que Repsol YPF estima que representa más del 50% de la demanda total de crudo de Perú, así como su proximidad a fuentes alternativas de suministro (Golfo de México) le otorgan importantes ventajas competitivas. Durante 2003 se refinaron 3,9 millones de toneladas de crudo en la refinería de La Pampilla.

Repsol YPF está llevando a cabo determinados proyectos con la intención de incrementar la capacidad de la refinería de La Pampilla. En 2002 se completaron las obras de ampliación de las unidades de FCC y de vacío. Otros proyectos que actualmente están siendo acometidos son la construcción de una nueva unidad de vacío y un “visbreaker”. Estos proyectos disminuirán la producción de fuelóleo incrementando la de productos refinados ligeros, de mayor valor añadido.

Argentina

Desde el 23 de junio de 1999, Repsol YPF posee y opera las refinerías de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, que pertenecen a YPF. Durante 2003, las refinerías de YPF en Argentina operaban a una capacidad media del 93,1% frente al 89,8% en 2002.

La refinería de La Plata es la de mayor capacidad en Argentina, con una capacidad instalada de 189.000 barriles día. Se encuentra a 60 km de la ciudad de Buenos Aires. Cuenta con tres unidades de crudo, dos unidades de vacío, dos unidades de FCC y dos unidades de coquización.

La refinería de Luján de Cuyo tiene una capacidad instalada de 105.500 barriles día. Se encuentra situada en la provincia de Mendoza y abastece a las provincias del centro de Argentina. Incluye dos unidades de destilación primaria, una unidad de vacío, una unidad de FCC, una unidad de hidrocracking y dos unidades de coquización.

La refinería de Plaza Huincul está localizada en la provincia de Neuquén y tiene una capacidad de 25.000 barriles día.

YPF también tiene una participación económica del 50% en la refinería de Refinor, en la provincia de Salta.

En 2003 el total de crudo procesado en Argentina alcanzó los 15,4 millones de toneladas.

Brasil

Repsol YPF tiene un 30,71% de participación en la refinería de Manguinhos, cerca de Río de Janeiro, y un 30% de participación en REFAP, una refinería al sur de Brasil cuya participación se obtuvo a través del intercambio de activos con Petrobras en 2001. (Ver Nota 23 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto)

2. Ventas y comercialización

En el siguiente cuadro se desglosan las ventas de productos petrolíferos distribuidas por productos y por mercados. (Esta tabla no incluye las ventas de GLP a compañías de distribución relacionadas con Repsol YPF –Ver IV.2.4.2 Actividad de Refino, Logística y Marketing – Gases licuados del petróleo-):

	Miles de toneladas			%	%
	2003	2002	2001		
España:					
Gasolinas	4.378	4.345	4.380	0,76	(0,80)
Gasoil/Keroseno	16.495	15.469	14.929	6,63	3,62
Fueloil	4.354	4.763	4.019	(8,59)	18,51
Resto	2.634	2.208	2.313	19,29	(4,54)
	<u>27.861</u>	<u>26.785</u>	<u>25.641</u>	4,02	4,46
Argentina (1) y (2)					
Gasolinas	1.219	1.292	1.436	(5,65)	(10,03)
Gasoil/Keroseno	5.222	5.061	5.386	3,18	(6,03)
Fueloil	212	67	72	216,42	(6,94)
Resto	1.463	1.581	1.656	(7,46)	(4,53)
	<u>8.116</u>	<u>8.001</u>	<u>8.550</u>	1,44	(6,42)
Resto:					
Gasolinas	4.335	4.170	4.150	3,96	0,48
Gasoil/Keroseno	6.322	5.384	4.712	17,42	14,26
Fueloil	3.783	3.569	4.656	6,00	(23,35)
Resto	3.160	2.182	1.973	44,82	10,59
	<u>17.600</u>	<u>15.305</u>	<u>15.491</u>	15,00	(1,20)
Total:					
Gasolinas	9.932	9.807	9.966	1,27	(1,60)
Gasoil/Keroseno	28.039	25.914	25.027	8,20	3,54
Fueloil	8.349	8.399	8.747	(0,60)	(3,98)
Resto	7.257	5.971	5.942	21,54	0,49
	<u>53.577</u>	<u>50.091</u>	<u>49.682</u>	6,96	0,82

(1) La información de 2003 incluye el 50% de Refinor y el 30% de REFAP.

En 2003, aproximadamente el 15,7% de las ventas efectuadas en España fueron de gasolina y el 59,2% de destilados medios. En el caso de Argentina, el 15% de las ventas fueron de gasolina y el 64,3% de destilados medios. En 2003, las ventas internacionales realizadas tuvieron lugar, principalmente, en los siguientes mercados: Europa (Portugal, Francia e Italia), Latinoamérica y Estados Unidos.

Transporte de crudo y Distribución de productos

En junio de 2000 el Gobierno español aprobó el Real Decreto Ley 6/2000 que incluía diversas medidas dirigidas a fomentar la liberalización y la competencia en el mercado español. Entre estas medidas, y con el fin de dar entrada a nuevos socios, se limitó a un máximo del 25% la participación individual en CLH, así como al 45% la participación conjunta de las compañías con capacidad de refino en España. (Ver Capítulo IV.1.2. Marco legal – España – Petróleo y Productos derivados del petróleo- a) Hidrocarburos líquidos). Repsol YPF ha cumplido estas restricciones en marzo de 2003; para ello, Repsol YPF, Cepsa y BP, las otras entidades con capacidad de refino en España, vendieron el 25% de CLH a Enbridge Inc. en marzo de 2002; el 5% a DISA Financiación S.A. en junio de 2002; el 5% a China Aviation Oil en julio de 2002; y el 5% a Petrogal Española S.A. en noviembre de 2002. Estas ventas han representado unas plusvalías agregadas para Repsol YPF de aproximadamente 293 millones de euros. El acuerdo de venta alcanzado en noviembre de 2001 para la venta del 25% de CLH a Enbridge Inc. supuso la desconsolidación de los estados financieros de CLH en el cuarto trimestre de 2001.

En marzo de 2003, Repsol YPF, Cepsa y BP vendieron el 10% de CLH a Oman Oil Company. Como resultado de esta operación Repsol YPF redujo su participación en CLH al 25% (5,33% indirectamente a través de filial Petronor) y, junto con el resto de entidades con capacidad de refino en España, al 45%.

CLH es el principal distribuidor de productos petrolíferos en España. A 31 de diciembre de 2003 la red de transporte de esta compañía constaba de 3.427 km de poliductos, 5 buques y 77 camiones cisterna. También dispone de 40 instalaciones de almacenamiento (todas ellas conectadas a la red de poliductos con excepción de las de Gijón, Motril y las tres de las islas Baleares) y 33 instalaciones aeroportuarias, que en conjunto suponen una capacidad total de aproximadamente 6,4 millones de metros cúbicos. CLH posee 4 gabarras para dar suministros a buques en puertos

La refinería de Puertollano está conectada con las instalaciones portuarias de Cartagena para el suministro a través de un oleoducto de 358 km de longitud que entró en funcionamiento en el año 2000 y que sustituyó al antiguo, que conectaba Málaga y Puertollano.

En Argentina, Repsol YPF cuenta con dos oleoductos para el transporte de crudo. Uno conecta Puesto Hernández con la refinería de Luján de Cuyo (528 km) y el otro conecta Puerto Rosales con la refinería de La Plata (585 km) y se prolonga hasta la refinería de Shell en Dock Sud en el Puerto de Buenos Aires (52 km). Repsol YPF también posee una planta para el almacenaje y distribución de crudo en Formosa, con una capacidad operativa de 19.000 metros cúbicos. Repsol YPF participa con un 37% en Oldelval, empresa que gestiona 888 km de oleoducto, siendo el principal el oleoducto de crudo de dos líneas de 513 km de longitud cada una desde la cuenca neuquina a Puerto Rosales. También participa, a 31 de diciembre de 2003, con un 18% en el Oleoducto Transandino de 428 km de longitud para el transporte de crudo de Argentina a Concepción (Chile). Asimismo, participa con un 33,15% en la sociedad Termap, que gestiona las dos plantas de almacenamiento de crudo y despacho portuario de Caleta Córdova, provincia de Chubut (264.000 metros cúbicos) y Caleta Olivia, provincia de Santa Cruz (246.000 metros cúbicos). Finalmente, Repsol YPF posee una participación del 30% en Oiltanking Ebytem, operador del terminal marítimo en Puerto Rosales, con una capacidad de 480.000 metros cúbicos, y el nuevo oleoducto que conecta el oleoducto Puerto Rosales-La Plata de Repsol YPF desde Brandsen a la refinería de ESSO en Campana (168 km), en la provincia de Buenos Aires.

Repsol YPF dispone en Argentina, para el transporte de productos refinados, de una red de poliductos con una longitud total de 1.801 km. Repsol YPF también cuenta con 16 plantas de almacenamiento y despacho de productos refinados con una capacidad aproximada de almacenamiento de 983.620 metros cúbicos, tres de ellas anexas a las correspondientes refinерías de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul. Diez de esas plantas tienen también conexión marítima o fluvial. Repsol YPF dispone además de 54 instalaciones aeroportuarias con 24.000 metros cúbicos de capacidad y 27 camiones cisterna propios.

En Chile, Repsol YPF tiene arrendados dos tanques de 10.000 metros cúbicos cada uno, y otro de 4.500 metros cúbicos, para el almacenamiento de gasolina y gasoil. Estas instalaciones se encuentran situadas en la planta que la compañía Oxiquin tiene en Concón, situada en las proximidades de la refinería de ENAP. La planta está conectada por tubería a un pantalán donde atracan los buques para la descarga. Repsol YPF también posee una planta para el almacenaje y distribución de productos refinados en Lautaro con una capacidad de 900 metros cúbicos. Además Repsol YPF tiene arrendadas dos instalaciones de ENAP: una en Maipú (4.000 metros cúbicos) y otra en Linares (1.500 metros cúbicos).

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF tiene alquilados en régimen de time charter buques para el transporte de crudo con una capacidad total de 202.644,2 toneladas de peso muerto. Además, Repsol YPF tiene arrendados buques con una capacidad total de 98.703 metros cúbicos

y 10.075 metros cúbicos, respectivamente, para el transporte de otros productos y GLP. En Argentina, Repsol YPF tiene arrendados buques en time charter para transportar otros productos y crudo con una capacidad total de 67.500 metros cúbicos y 57.000 metros cúbicos, respectivamente. En Perú, Relapasa tiene arrendados buques en régimen de time charter para el transporte de productos con una capacidad total de 90.000 metros cúbicos.

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF tiene alquilados en régimen de time charter buques para el transporte de crudo con una capacidad total de 397.921 toneladas de peso muerto. Además, Repsol YPF tiene arrendados buques con una capacidad total de 98.703 metros cúbicos y 17.047 metros cúbicos, respectivamente, para el transporte de otros productos y GLP. En Argentina, Repsol YPF tiene arrendados buques en time charter para transportar otros productos y crudo con una capacidad total de 112.500 metros cúbicos y 57.000 metros cúbicos, respectivamente. En Perú, Relapasa tiene arrendados buques en régimen de time charter para el transporte de productos con una capacidad total de 90.000 metros cúbicos.

Actividad de Marketing

Los puntos de venta de Repsol YPF (tanto estaciones de servicio como aparatos surtidores) a 31 de diciembre de 2003 eran los siguientes:

Puntos de Venta	Controlado por		Total
	Repsol YPF (1)	Abanderadas(2)	
España	2.865	746	3.611
Argentina	173	1.737	1.910 (3)
Perú	85	46	131
Ecuador	58	66	124
Chile	121	65	186
Brasil	48	467	515
Portugal	88	26	114
Italia	-	23	23
Total	3.438	3.176	6.614

- (1) Propiedad de Repsol YPF o controlado por Repsol YPF bajo contratos comerciales a largo plazo u otros tipos de relaciones contractuales que aseguren una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.
- (2) El término abanderadas hace referencia a estaciones de servicio que no son propiedad de Repsol YPF, con las que se han firmado contratos de abanderamiento, que otorgan a Repsol YPF los derechos de: (i) ser el único suministrador de tales estaciones de servicio y (ii) dar a la estación de servicio su marca corporativa. La duración media del contrato es de 5 años en España y de 8 años en Argentina.
- (3) Incluye el 50% de la red de estaciones de servicio de Refinor .

A 31 de diciembre de 2003, el número de estaciones de servicio ha descendido a 6.614 desde las 6.629 estaciones de servicio a 31 de diciembre de 2002, principalmente como resultado del término de los acuerdos con estaciones de servicio abanderadas y el cierre de los puntos de venta menos rentables. Adicionalmente, el número de puntos de venta de Repsol YPF en España y de YPF en Argentina se ha reducido ligeramente como consecuencia de las restricciones legales impuestas para incrementar la competencia en ambos mercados.

España

Repsol YPF vende al público gasóleos y gasolinas bajo las marcas Campsa, Petronor y Repsol. La distribución de los puntos de venta según marca es la siguiente:

Puntos de Venta por marca	Puntos de Venta
Campsa	1.641
Repsol	1.541
Petronor	401
Sin marca	28
	<hr/>
	3.611

 (1)

(1) 9 puntos de venta están en fase de construcción y 5 más están pendientes de apertura.

La estrategia seguida por Repsol YPF en España consiste en incrementar el número de puntos de venta de “vínculo fuerte”, es decir, puntos de venta con contratos comerciales a largo plazo u otros tipos de relación contractual que aseguren una conexión más duradera o puntos de venta de gestión propia. La estrategia de Repsol YPF también comporta el incremento de sus márgenes a través de las ventas de otros productos como el gas, aumentando la fidelidad de sus clientes y manteniendo las marcas de Campsa, Petronor y Repsol, diferenciándose en el mercado por el posicionamiento individual de cada una de ellas.

En España, a 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF tenía 2.865 puntos de venta de “vínculo fuerte” (de los cuales gestionaba directamente 936), lo que representa el 79,3% del total de sus puntos de venta. Esto refleja el alto grado de vinculación que mantiene la compañía con su red de estaciones de servicio. El restante 20,7% del total de sus puntos de venta eran abanderados. Repsol YPF gestiona directamente el 25,9% de sus puntos de venta en España.

Repsol YPF además de suministrar productos petrolíferos en su propia red de ventas, también lo hace a través de otros operadores de los que actúan en el país, en vez de exportar los excedentes de su producción, con lo que consigue un margen mayor. Repsol YPF considera que su red de refinerías en España le convierte en un competitivo suministrador de productos petrolíferos a otros operadores.

El mercado español de productos petrolíferos es un mercado maduro. Para poder mantener su cuota de mercado y rentabilidad, Repsol YPF ha continuado ofreciendo productos y servicios de mayor valor añadido. Dentro de este tipo de productos y servicios destacan: Autoclub, el gasóleo de automoción Diesel “e+”, las estaciones de servicio Supercor (que son operadas conjuntamente con el Corte Inglés, los grandes almacenes más importantes de España), la VISA Repsol YPF y la tarjeta Solred.

En 2003 se creó Autoclub Repsol. Es un club de automoción en el que Repsol YPF participa en un 60%, perteneciendo el restante 40% a Aon Gil y Carvajal. Las personas afiliadas al club pueden disfrutar de productos y servicios como reparación mecánica, asistencia personal y sanitaria, asesoría y defensa legal, asesoramiento técnico, todo tipo de seguros, así como compra-venta de vehículos. En marzo de 2004, Repsol YPF, Mutua Madrileña Automovilista y Aon Gil y Carvajal han firmado un acuerdo por el que Mutua Madrileña se incorpora como socio a Autoclub Repsol con un 29,5% de participación. La participación del resto de socios ascenderá al 50,1% Repsol YPF y 20,4% Aon Gil y Carvajal. Este acuerdo permitirá ampliar la base de clientes de Autoclub hasta 1,2 millones.

Asimismo, en 2003 Repsol YPF ha lanzado al mercado el gasóleo de automoción e+; es un nuevo diesel de avanzada tecnología, altas prestaciones y más respetuoso con el medio ambiente.

Las estaciones de servicio Supercor están especialmente diseñadas para la venta de una amplia variedad de productos, además de los carburantes. A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF poseía directamente 26 de las 28 estaciones de servicio Supercor gestionadas por Gespevesa, ubicadas principalmente en Madrid, Barcelona y Málaga.

La tarjeta VISA Repsol YPF, lanzada en noviembre de 1998, es la primera de su tipo en ser distribuida por una compañía petrolífera en España y proporciona ventajas especiales a sus titulares, que además de obtener descuentos por sus compras en carburantes, servicios y otros productos en las estaciones de servicio de Repsol, Campsa y Petronor que pertenezcan a la red Solred, también consiguen descuentos por todas las compras y servicios que realicen en otros canales comerciales. El BBVA y La Caixa han proporcionado el soporte para el lanzamiento de la tarjeta VISA Repsol YPF. En 1991, se lanzó la tarjeta Solred, con ventajas especiales para los socios de una serie de clubes y clientes corporativos.

Los descuentos ofrecidos por Repsol YPF a los titulares de las tarjetas VISA Repsol YPF y Solred por la compra de carburantes y otros productos en las estaciones de servicio del Grupo, se deducen de los ingresos operativos de éste.

Repsol YPF considera que, a 31 de diciembre de 2003, sus competidores en Península y Baleares con capacidad de refino, esto es, Cepsa-Elf y BP Oil España, tienen aproximadamente el 26,8% de los puntos de venta del mercado español. Repsol YPF calcula que aproximadamente 2.772 estaciones de servicio son propiedad o están abanderadas por compañías que no cuentan con refinerías en España. El número de esas estaciones ha ido aumentando desde las 2.573 y las 2.446, que existían al final de 2002 y 2001, respectivamente.

Entre las medidas aprobadas en el ya comentado Real Decreto Ley 6/2000 figura la exigencia de la comunicación a la Administración de los precios de venta aplicados en la red de estaciones de servicio y la limitación del establecimiento de nuevos puntos de venta durante cinco años para los operadores con cuota superior al 30% (tres años para los que la tengan entre el 15 y el 30%). Las estaciones de servicio de Repsol YPF actualmente representan el 41,4% del número total de estaciones de servicio en España. Repsol YPF, por lo tanto, se centrará en mejorar la calidad de las estaciones de servicio de su red en España y en incrementar la proporción de estaciones de su red que gestiona directamente. Repsol YPF espera que su cuota de mercado en estaciones de servicio en España declinará gradualmente hasta 2005 y que sus ventas de gasolina en España no se incrementarán significativamente hasta junio de 2005. Las medidas del Real Decreto Ley 6/2000 también facilitan la instalación de nuevas estaciones de servicio en grandes establecimientos comerciales. (Ver Capítulo IV.1.2 Marco legal – España – Petróleo y productos derivados del petróleo - a) Hidrocarburos líquidos).

Otros Países

Con la adquisición de YPF en 1999, se continuó con el plan de expansión de las actividades de distribución y comercialización de productos petrolíferos fuera de España. Conforme a ese plan Repsol YPF también vende sus productos petrolíferos a través de estaciones de servicio localizadas en distintos países de Latinoamérica y de la Unión Europea.

Argentina

Repsol YPF cuenta con 1.910 estaciones de servicio, de las cuales 1.877 tienen marca YPF y las 33 restantes son copropiedad de Repsol y Refinor (a través de la participación del 50% de YPF en Refinor). OPESSA (filial al 100% de Repsol YPF), opera 148 estaciones de servicio.

A 31 de diciembre de 2003, los puntos de venta de YPF suponían aproximadamente el 29% del mercado argentino. Los principales competidores de Repsol YPF en dicho mercado son Shell, Petrobras y Esso con, aproximadamente, el 15%, 12% y 9%, respectivamente, de los puntos de venta totales.

Perú

A través de Repsol Comercial SAC, la red de Repsol YPF contaba, a 31 de diciembre de 2003, con 131 puntos de venta, de los que 85 eran propios y 59 gestionados directamente.

Ecuador

A través de Repsol YPF Comercial de Ecuador, la red de Repsol YPF contaba, a 31 de diciembre de 2003, con 124 puntos de venta, de los que 58 eran propios y 14 gestionados directamente.

Chile

Repsol YPF Chile, a 31 de diciembre de 2003, contaba con una red de 186 puntos de venta, de los cuales 121 tenían vínculo fuerte (43 propios, 78 arrendados) y 65 afiliados. OPESE (filial al 100% de Repsol YPF Chile) gestiona directamente 27 de ellos, 11 propios y 16 alquilados.

Brasil

Repsol YPF Brasil contaba, a 31 de diciembre de 2003, con 515 puntos de venta (incluidos los puntos de venta procedentes del intercambio con Petrobras), de los que 48 eran propios y gestionados directamente.

En 2001 debido al acuerdo de intercambio de activos con Petrobras, Repsol YPF recibió una red de 240 estaciones de servicio con unas ventas estimadas anuales de 480 millones de litros de gasolina y productos en el centro, suroeste y sur de Brasil, convirtiendo a Repsol YPF en una compañía de petróleo integrada verticalmente en el país. (Ver Nota 23 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto)

Europa

A 31 de diciembre de 2003, Repsol YPF disponía de 114 puntos de venta en Portugal (88 en propiedad y 26 abanderados), 40 de ellos gestionados directamente a través de GESPOST, sociedad 100% de Repsol Portugal. Asimismo, Repsol YPF cuenta con 23 puntos de venta abanderados en Italia.

El total de la inversión en marketing y refino durante 2003 fue de 663 millones de euros. Repsol YPF ha invertido cantidades significativas en incrementar el número de puntos de venta con vínculo fuerte en su red y en construir nuevas estaciones de servicio. Repsol YPF pretende seguir invirtiendo para mejorar la vinculación en sus redes e incrementar el número de las estaciones gestionadas directamente.

Otros mercados petrolíferos

Repsol YPF vende productos petrolíferos a los sectores industrial, aviación y marina. Los productos que se venden en estos mercados son principalmente, diesel, queroseno, fuelóleos, lubricantes, asfaltos, coque de petróleo y otros derivados.

En 2002 las actividades de lubricantes, derivados y asfaltos empezaron a operar como una sola unidad de negocio a nivel mundial. El 2 de enero de 2002 las tres entidades responsables de estas actividades, Repsol Distribución, Repsol Derivados y Repsol Productos Asfálticos, se fusionaron en una nueva entidad llamada Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.. Esta estructura, que incorpora los negocios de Europa y Latinoamérica, facilitará la administración de estas operaciones contribuyendo a una estructura corporativa más ágil.

Repsol YPF, a través de Repsol Petróleo, posee un 50% en Asfaltos Españoles. S.A. (“ASESA”), compañía que se dedica a la producción de asfalto. Repsol YPF tiene el 100% de Repsol YPF Lubricantes y Especialidades (antes Repsol Productos Asfálticos) y de Asfalnor, a través de Petronor; ambas distribuyen y comercializan productos asfálticos.

Gases Licuados del Petróleo

Las ventas de GLP durante los tres últimos años por áreas geográficas y productos fueron las siguientes:

	Miles de toneladas		
	2003	2002	2001
Volumen de ventas de GLP(1)			
España	1,992	2,030	2,102
Argentina	308	342	363
Resto de Latinoamérica	809	783	696
Resto del mundo	84	81	84
Total	3,193	3,236	3,245

	Miles de toneladas		
	2003	2002	2001
Volumen de ventas de GLP(1)			
Envasado	2,124	2,273	2,298
Granel, canalizado y otros (2)	1,069	963	947
Total	3,193	3,236	3,245

(1) Incluye ventas a compañías de distribución relacionadas.

(2) Incluye ventas al mercado de automoción, petroquímica, operadores de GLP y trading.

Repsol YPF está reorganizando su actividad internacional de GLP mediante la venta de las acciones de las compañías dedicadas a dicha actividad a Repsol Butano, S.A., con objeto de centralizar la gestión de todas las actividades relacionadas con el GLP, maximizando las sinergias existentes y optimizando la transferencia de tecnología entre las diferentes unidades. Al final de 2003 Repsol YPF ha integrado a Repsol Portugal Gas Petróleo Liquefeito en Repsol Butano. Repsol Portugal Gas de Petróleo Liquefeito, que se segregó de Repsol Portugal, distribuye GLP en Portugal.

España

Repsol YPF lleva a cabo sus actividades de distribución de GLP a través de Repsol Butano, que desde hace más de 40 años distribuye GLP al mercado español para uso doméstico e industrial y actualmente es el vendedor más grande al por mayor y al por menor de GLP en España. Repsol Butano, S.A. suministra GLP envasado (en bombonas) a prácticamente la totalidad del mercado

doméstico en España (más de 11 millones de consumidores) y también vende GLP a granel (camiones cisterna y canalizado) a clientes comerciales, industriales y a particulares para ser utilizado como combustible.

El proceso de envasado de GLP en España se realiza en 19 plantas de Repsol Butano, S.A. situadas a lo largo del territorio español. Una vez que el GLP ha sido envasado en cualquiera de estas plantas, se envía a la red de distribución de Repsol Butano, S.A. que cuenta con unos 699 agentes distribuidores de bombonas de butano. Estos agentes de distribución se encargan de entregar el GLP a los consumidores en sus hogares. El número de bombonas en circulación de que dispone Repsol Butano para el almacenamiento y reparto de GLP asciende a 32 millones, aproximadamente.

El GLP envasado en bombonas se destina, casi exclusivamente, para el uso doméstico (cocinas, agua caliente y en algunos casos calefacción). El crecimiento de la economía española, con significativos incrementos en viviendas residenciales y en la renta de las familias, junto con la dificultad para acceder a las redes de distribución del gas natural en algunas regiones de España, han llevado a Repsol Butano a convertirse en el primer distribuidor de gas envasado en Europa en términos de ingresos y volúmenes suministrados. En 2003 las ventas de gas envasado representaron el 65% sobre el volumen total de ventas de Repsol Butano.

Aproximadamente el 29,2% de las ventas de Repsol Butano en 2003 fueron de GLP a granel. El GLP a granel se utiliza como combustible para uso agrícola, industrial y doméstico, así como para transporte. La mayor parte del GLP a granel vendido por Repsol Butano es suministrado directamente al consumidor final. El uso industrial del GLP a granel es principalmente como combustible para hornos industriales y para calefacción de granjas. El uso doméstico del GLP a granel, en urbanizaciones y viviendas unifamiliares, es el mismo que el del GLP envasado. La mayoría del GLP a granel es distribuido mediante camiones cisternas. Sin embargo, Repsol Butano ha comenzado a distribuir GLP a través de canalizaciones conectadas a los consumidores industriales y domésticos y considera que dicho sistema de distribución puede ser un paso intermedio entre el mercado de GLP envasado y el mercado de gas natural futuro.

Repsol Butano vendió 1,99 millones de toneladas de GLP en 2003, frente a los 2,0 y 2,1 millones de toneladas vendidas en 2002 y 2001, respectivamente. Aproximadamente, el 54% de los suministros de materia prima de Repsol Butano del año 2003 se obtuvieron de refinerías españolas, el 36% de refinerías afiliadas a Repsol YPF y el restante 18% de Cepsa y BP, adquiriéndose el resto de fuentes ubicadas en las regiones del Mar del Norte y Argelia.

Repsol YPF considera que, como resultado directo de la introducción del gas natural en los principales núcleos urbanos de España como alternativa al GLP, tendrá lugar una reducción del crecimiento del consumo del GLP para uso doméstico en beneficio del gas natural. Repsol YPF cree que el volumen total de ventas del GLP experimentará un leve descenso debido a las menores ventas al mercado doméstico, a pesar de que se mantiene el nivel de las ventas a granel.

En octubre de 2000 el Gobierno español estableció un sistema para determinar los precios máximos al por menor de la botella de GLP que exceda los ocho kg por referencia a un precio máximo fijado cada seis meses (abril y octubre) por el Gobierno español, en función de la cotización internacional del GLP durante los doce meses anteriores, y un aumento de precio máximo que puede ser aplicado sobre el precio de referencia y que es revisado anualmente por el Gobierno español. Este sistema ha sido desfavorable en 2003 para Repsol YPF ya que el precio máximo ha sido calculado en base a un precio medio de la materia prima de 268 euros por tonelada frente a un precio medio actual de 280 euros por tonelada. Los precios de la materia prima en los mercados internacionales han sido, para el primer trimestre de 2003, sustancialmente más altos que el precio utilizado en el cálculo del precio máximo y, desde abril

de 2003, inferiores a dicho precio de referencia. En abril de 2002 el Gobierno español incrementó un 12,9% el margen que podía ser cargado sobre el precio de referencia y que había sido fijado en octubre de 2000, lo que supuso aumentarlo hasta 0,317624 euros por kg. (Ver epígrafe IV.1.2 Marco legal – España – Petróleo y productos derivados del petróleo – b) Gases licuados del petróleo). En 2003, no se ha producido ningún incremento de los costes de comercialización, con motivo de las revisiones de precios máximos de abril y octubre. En 2003, el precio medio de venta del GLP envasado en España, incluyendo el reparto a domicilio, fue aproximadamente un 54% menor al precio medio de venta en el resto de Europa, que no incluye el reparto a domicilio.

En marzo de 2004, Repsol Butano ha adquirido el 51% de Vía Red, por importe de 1,3 millones de euros. El principal objeto de esta sociedad es la distribución domiciliaria de productos de gran consumo en España. Actualmente, la empresa cuenta con 155 distribuidores presentes en 33 provincias y está desarrollando un plan de negocio para saturar la cobertura en las provincias ya presentes y extender la actividad a nuevas provincias, siempre a través de la red de distribuidores de Repsol Butano.

Argentina

YPF es el principal productor de GLP en Argentina con 924.800 toneladas en 2003, que representa un 29,5% de la producción total de GLP en Argentina.

Repsol YPF Gas S.A. es en un 85% propiedad de Repsol YPF a través de Repsol Butano S.A. y el 15% restante es propiedad de Pluspetrol. Repsol YPF Gas distribuyó 284.530 toneladas de GLP al mercado minorista de Argentina en 2003 y tiene una cuota de mercado de aproximadamente el 34,5%. Además, se distribuyeron 23,112 toneladas a redes de canalizado a través de YPF S.A..

Bolivia

En septiembre de 2001, Repsol YPF formó una joint venture con SAMO, la primera compañía privada dedicada a este negocio en Bolivia. La nueva entidad se ha denominado Repsol YPF Gas de Bolivia. Repsol YPF tiene un 51% de participación y el control de Repsol YPF Gas de Bolivia. En enero de 2002, Repsol YPF Bolivia, S.A. transfirió su participación en Repsol YPF Gas de Bolivia a Repsol Butano, S.A., quien a su vez, ha transferido su participación en Repsol YPF Gas de Bolivia a Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.. Las ventas de Repsol YPF Gas de Bolivia en 2003 fueron de aproximadamente 121.655 toneladas de GLP, que serían equivalentes a una cuota de mercado del 39,5%.

En diciembre de 2002, Repsol YPF reorganizó la actividad de GLP de la planta Paloma (bloque Mamoré) transfiriendo la misma a Repsol YPF GLP de Bolivia (filial 100% de Repsol Butano S.A.), reforzando así la gestión integrada de la cadena de GLP. Repsol YPF GLP de Bolivia produjo 43,142 toneladas métricas de GLP en 2003 e intervino en la comercialización mayorista de 149,737 toneladas métricas, incluyendo el aprovisionamiento de Repsol YPF Gas de Bolivia.

Chile

En noviembre de 2000, Repsol YPF adquirió el 45% del capital social del Grupo Lipigas, líder del mercado de GLP en Chile, por un importe de 170 millones de dólares, con una opción de compra de un 10% adicional ejercitable desde finales de 2003 hasta 2005. Si Repsol YPF decidiese ejercitar la opción, los vendedores tendrían una opción de tres años para vender el 45% restante. En 2003 y 2004 se ajustó el precio de venta en 5,3 millones USD/ año, al no haber alcanzado la sociedad los objetivos marcados en 2000. A la fecha de este documento, Repsol YPF no ha ejercitado esta opción. El acuerdo firmado por los accionistas proporciona a Repsol YPF la capacidad de control en la gestión de la compañía. El 21 de marzo de 2002 la

participación del 45% de Repsol YPF fue transferida a Repsol Butano, S.A.. Lipigas tuvo unas ventas anuales de 358.467 toneladas en 2003, lo que supone una cuota de mercado del 39,2%.

Perú

En 2003, Repsol YPF vendió, a través de Repsol YPF Comercial del Perú, 280.220 toneladas métricas de GLP, que representan una cuota en el mercado minorista del 28,0%.

Ecuador

En el año 2003 las ventas de Duragas, sociedad 100% de Repsol Butano, fueron de 286.686 toneladas de GLP, siendo una de las empresas líder del sector en su país con un 37,8% de la cuota de mercado.

Otros mercados

Repsol YPF ha extendido su distribución de GLP en Europa, en concreto en Francia y Portugal, siguiendo la misma estrategia empleada en el mercado español, que incluye el reparto a domicilio del GLP embotellado. También está presente en Marruecos, donde adquirió en 1998 el 100% de las acciones de National Gaz, compañía dedicada a la distribución de GLP. Las ventas en estos mercados han alcanzado la cifra de 84.055 toneladas de GLP en 2003.

IV.2.4.3 Actividad Química

Repsol YPF lidera el mercado español de productos petroquímicos básicos y derivados, polímeros, productos intermedios y transformados plásticos. Los principales centros de producción petroquímica se encuentran en España, en los complejos de Puertollano y de Tarragona, y en Argentina, en los complejos de La Plata y de Bahía Blanca. La división química de Repsol YPF se encarga de la dirección, aprovisionamiento, distribución y marketing, principalmente en Europa y en Mercosur. La mayoría de la unidades de química se encuentran en los mismos complejos industriales en los que están las refinerías de Repsol YPF, permitiendo de este modo un alto grado de integración entre ambas actividades.

Repsol YPF lleva a cabo la producción y comercialización de productos petroquímicos básicos y derivados. A continuación, se detalla la evolución de los ingresos, resultados operativos y otras magnitudes de esta actividad durante los tres últimos ejercicios:

ÁREA QUÍMICA

INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS ESPECÍFICOS

<i>(Conceptos / Segmentos)</i>	Millones de Euros				
	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>% 02/01</u>	<u>% 03/02</u>
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>					
España	1,837	1,714	1,774	(6.70)%	3.50%
Resto de Europa	-	-	-	-	-
Argentina	518	395	466	(23.75)%	17.97%
Resto Latinoamérica	-	-	-	-	-
Ajustes y otros (1)	(67)	(122)	(97)	82.09%	(20.66)%
	<u>2,288</u>	<u>1,987</u>	<u>2,143</u>	<u>(13.16)%</u>	<u>7.86%</u>
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
España	(42)	41	43	-	4.88%
Resto de Europa	-	-	-	-	-
Argentina	(13)	56	112	-	100.00%
Resto Latinoamérica	-	-	-	-	-
	<u>(55)</u>	<u>97</u>	<u>155</u>	<u>-</u>	<u>59.79%</u>
<u>INVERSIONES (2)</u>					
España	105	61	70	(42.10)%	15.13%
Resto de Europa	-	-	-	-	-
Argentina	81	28	11	(65.31)%	(60.85)%
Resto Latinoamérica	32	-	-	-	-
	<u>218</u>	<u>89</u>	<u>81</u>	<u>(59.22)%</u>	<u>(8.89)%</u>
<u>ACTIVOS TOTALES</u>					
España	1,946	1,964	1,772	0.93%	(9.78)%
Resto de Europa	-	-	-	-	-
Argentina	958	853	789	(10.99)%	(7.45)%
Resto Latinoamérica	-	-	-	-	-
	<u>2,904</u>	<u>2,817</u>	<u>2,561</u>	<u>(3.00)%</u>	<u>(9.07)%</u>

- (1) Los ajustes de consolidación correspondientes a la eliminación de transacciones intergrupo se han recogido en este epígrafe con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de dichos ajustes.
- (2) La cifra de las inversiones del Área de Química no incluyen las inversiones en gastos de proyección plurianual correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003 por un importe de 2, 5 y 0 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultados operativos

Los ingresos operativos en 2003, antes de ajustes intergrupo, han aumentado un 6,2% hasta 2.240 millones de euros desde los 2.109 millones en 2002. Este crecimiento se explica, por un lado, por el efecto de un incremento en el volumen de ventas y, por otro lado, por mayores precios de venta de los productos de nuestro portafolio individualmente considerados; incluso a pesar de que los precios medios ponderados de venta han descendido, se ha producido un incremento en los volúmenes de venta de los productos con menores precios. Por áreas geográficas, los ingresos operativos crecieron más en Argentina que en España debido al incremento de 224.000 toneladas en el volumen de ventas de metanol, que representan cuatro veces el volumen vendido en 2002.

Los ingresos operativos en el ejercicio 2002, antes de ajustes intergrupo, disminuyeron un 10,45% hasta los 2.109 millones de euros desde los 2.355 millones en el ejercicio 2001. Esta disminución reflejó una reducción en los ingresos por las operaciones en España y en Argentina debido fundamentalmente a: unos menores precios internacionales en ciertos productos, principalmente etileno, propileno y poliolefinas en los mercados europeos, unos menores ingresos en Argentina debido a la desconsolidación de Petroken y unos precios medios menores del mix de ventas en Argentina. Esta disminución se compensó parcialmente con un incremento del 4,5% en el volumen de ventas. Los precios medios menores del mix de ventas en Argentina se debieron principalmente a la reducción en el portafolio de productos de ciertos productos con precios superiores, reflejando la desconsolidación de Petroken, el abandono de ventas de oxoalcoholes, los cuales desde noviembre de 2001 se producen por un tercero mediante un contrato de maquila y el incremento en el volumen de las ventas de productos de menores precios procedentes de las unidades de metanol y amonio/ urea.

En 2003 el resultado operativo ha ascendido a 155 millones de euros, frente a un resultado de 97 millones de euros en el ejercicio 2002, lo que supone un incremento del 59,8%. Este mayor resultado es consecuencia de los mayores márgenes internacionales de la petroquímica básica y de la derivada en Latinoamérica (urea y metanol), así como del mayor volumen de ventas. El año 2003 ha sido un año record en ventas, alcanzándose los 4 millones de toneladas, un 13,6% más que en 2002, siendo destacable el aumento de 224 miles de toneladas (lo que representa un 378,4% de crecimiento) de las ventas de metanol.

Los márgenes internacionales medios del año 2003 se pueden calificar como de ciclo medio-bajo, ligeramente superiores a los del año anterior. En este sentido y, comparado con el año 2002, son destacables los mayores márgenes de urea y metanol motivados por las mayores tasas de crecimiento de los precios del gas natural en EEUU que en Argentina. El gas natural es la materia prima de estos productos y, por tanto, aumentos importantes en el precio del gas natural afecta al precio de estos productos. Adicionalmente, se ha producido una evolución favorable de los márgenes de la química básica en el primer semestre del año como consecuencia de la mejora en los márgenes internacionales de referencia.

El resultado operativo del ejercicio 2002 alcanzó los 97 millones de euros tras unas pérdidas de 55 millones de euros correspondientes al ejercicio 2001. El resultado operativo del ejercicio 2002 se debió fundamentalmente a: una mayor eficiencia operativa en las nuevas unidades que empezaron a funcionar en los años anteriores, una mejora en los márgenes de ciertos productos de química derivada, un más favorable mix de ventas encaminado hacia productos con un margen mayor y unos esfuerzos satisfactorios en el ahorro de costes. Adicionalmente, los productos procedentes de Argentina alcanzaron mayor competitividad como consecuencia de la devaluación del peso argentino, lo que ha permitido un descenso tanto de los costes fijos, como de los costes variables.

A pesar de que los márgenes muestran dos tendencias diferentes a lo largo del ejercicio 2002, los márgenes medios internacionales se mantuvieron en un nivel correspondiente a la parte baja del ciclo de esta industria. El período comprendido entre enero y septiembre se caracterizó por una mejora en los márgenes internacionales dado que los clientes estuvieron normalizando su nivel de existencias mientras que durante el cuarto trimestre del ejercicio los márgenes fueron menores como resultado de una demanda más debilitada como consecuencia de la incertidumbre económica.

Capacidad de producción

A continuación, se recogen las capacidades nominales de producción de los principales productos de petroquímica básica y derivada a 31 de diciembre de 2003:

	Miles de toneladas anuales	
	REPSOL YPF	
	EUROPA	LATINOAMÉRICA
PETROQUÍMICA BÁSICA		
Etileno	910	-
Propileno	625	175
Butadieno	152	-
Benceno	275	-
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos mezcla)	-	244
PETROQUÍMICA DERIVADA		
POLIOLEFINAS		
Polietileno (1)	580	-
Polipropileno	440	85
PRODUCTOS INDUSTRIALES		
P-xileno, O-xileno	-	63
Amonio/Urea	-	933
Metanol	-	411
Otros (2)	-	285
PRODUCTOS TÉCNICOS		
Óxido de propileno/polioles/glicoles y estireno monómero	995	-
Acrilonitrilo/Metilmetacrilato (MMA)	166	-
Caucho	54	45
Otros (3)	78	-

(1) Incluye copolímeros EVA (Etileno vinilo acetato).

(2) Incluye alcoholes oxo, anhídrido maleico, disolventes, LAB (Alquilbenceno lineal), ciclohexano, LAS (Alquilbenceno lineal sulfonado) y otros.

(3) Incluye derivados del estireno, polimetil metacrilato (PMMA) y Poli-isobutileno (PIB).

Es importante señalar que parte de la producción de la petroquímica básica no se destina a la venta a terceros, sino que se destina a cubrir el 90% de las necesidades de materia prima de la petroquímica derivada. De igual manera, parte de la producción de la petroquímica derivada se destina a autoconsumo para la obtención de otros productos, como es el caso por ejemplo del óxido de propileno para la obtención de glicoles y polioles.

Seguidamente se detallan las cifras de producción correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003:

	Miles de toneladas		
	2001	2002	2003
Petroquímica básica	2,342	2,141	2,413
Petroquímica derivada	2,562	3,007	3,536

Las ventas de productos petroquímicos durante los ejercicios 2001, 2002 y 2003 fueron:

	Miles de toneladas		
	2001	2002	2003
Por zonas:			
España	1.148	1.257	1.161
Argentina	632	539	662
Resto	<u>1.595</u>	<u>1.730</u>	<u>2.184</u>
	3.375	3.526	4.007
Por tipos:			
Básica	712	723	1.058
Derivada	<u>2.663</u>	<u>2.803</u>	<u>2.949</u>
	3.375	3.526	4.007

Repsol YPF produce, distribuye y comercializa directamente su producción química. Asimismo, para una parte de su cartera de productos actúa a través de las siguientes compañías filiales:

- Polidux, empresa participada al 100% por Repsol YPF, se encuentra localizada en España (Monzón/Huesca) y produce y comercializa especialidades dentro del ámbito de los derivados estirénicos y compuestos de poliolefinas.
- Las especialidades de PMMA (Polimetil Metacrilato) se realizan a través de Repsol Polivar (Italia) y de Repsol Bronderslev (Dinamarca), participadas al 100% por Repsol YPF.
- Profertil en Argentina, es una joint venture al 50% con Agrium para la producción de urea y amonio. Su capacidad de producción anual asciende a 1.100.000 toneladas de urea y 765.000 toneladas de amonio. Repsol YPF es el principal proveedor de gas natural de Profertil con el 55% del suministro total.
- General Química, empresa participada al 100% por Repsol YPF, centra su actividad en el ámbito de los acelerantes, agroquímicos y colorantes, entre otros. Está localizada en Álava (España).
- Dynasol es una joint venture al 50% con el Grupo mexicano DESC. Produce caucho sintético en España y México (50%).
- Petroken en Argentina, es una joint venture participada al 50% con Basell para la producción de polipropileno con una capacidad total de 170.000 toneladas año. Repsol YPF cuenta con un contrato de suministro de materia prima a largo plazo y es en la actualidad el principal proveedor de propileno de Petroken.
- PBB Polisur: PBB (Petroquímica Bahía Blanca) y Polisur Companies se fusionaron el 3 de septiembre de 2001 y formaron la sociedad PBBPolisur, en la que Repsol YPF tiene una participación del 28%. PBBPolisur es líder en la producción de etileno y polietileno en Argentina, con una capacidad de producción anual de 700.000 toneladas de etileno y 600.000 toneladas de polietileno. El etileno se produce a través de un proceso de deshidrogenación de etano, en el que la compañía Mega, filial del Repsol YPF en un 38%, es el principal suministrador de materia prima.

Petroquímica básica

Repsol YPF cuenta con una química básica centrada en la obtención de olefinas y aromáticos con una capacidad de 910.000 toneladas de etileno en olefinas y 519.000 toneladas totales de aromáticos.

La actividad de producción de productos petroquímicos básicos presenta una integración máxima con la actividad de refino al estar las unidades de producción de olefinas y aromáticos situadas físicamente en las refinerías de Repsol YPF. Las ventajas que se derivan de ello son, entre otras, la flexibilidad en la alimentación del cracker, la gestión eficiente de las corrientes de retorno (hidrógeno, gasolina de pirólisis, etc.) y las sinergias en el suministro de energía.

Asimismo, el Grupo presenta una buena integración química básica - química derivada, que se refleja en que la química básica suministra aproximadamente el 90% de las necesidades de materia prima de la química derivada.

Las ventas de productos de petroquímica básica en 2001, 2002 y 2003 por países han sido:

	Miles de toneladas		
	2001	2002	2003
España	103	107	24
Argentina	210	171	207
Resto	399	445	827
Total	<u>712</u>	<u>723</u>	<u>1,058</u>

Las ventas por tipo de proceso en los ejercicios indicados han sido las siguientes:

	Miles de toneladas		
	2001	2002	2003
Cracker de olefinas	490	450	476
Extracción de aromáticos y unidad de metanol	222	273	582
Total	<u>712</u>	<u>723</u>	<u>1,058</u>

Petroquímica derivada

Estos productos se clasifican en tres categorías: poliolefinas, productos intermedios y productos industriales.

Las poliolefinas incluyen una amplia variedad de plásticos que se producen principalmente en España en los complejos de Tarragona y Puertollano. En Argentina, el Grupo cuenta además con el 50% de la producción de Petroken en el complejo de La Plata.

Bajo la denominación de productos intermedios se recoge una amplia gama de especialidades petroquímicas como el óxido de propileno, glicoles, polioles, caucho hidrogenado, pigmentos, tintes orgánicos, agentes de flotación, etc., que agregan márgenes unitarios elevados a la actividad química del Grupo.

Los productos industriales comprenden un amplio grupo de materias primas para las industrias químicas y manufactureras que se utilizan en la producción de disolventes, fibras textiles, aceites lubricantes y detergentes, entre otros. En este grupo se incluyen también materias primas utilizadas en actividades agrícolas y productos como alcoholes-oxo, xilenos, alquilbenceno lineal, urea, metanol, etc. La producción se realiza en Argentina en los complejos de La Plata, Plaza Huincul y Bahía Blanca.

Los productos derivados presentan una alta integración no sólo con la petroquímica básica, sino también con las actividades de upstream. En este contexto, podemos mencionar las plantas de amonio/urea y metanol que utilizan el gas natural como materia prima.

Las ventas de productos petroquímicos derivados se realizan mediante una red comercial dividida en cinco regiones: Atlántica, Mediterráneo, Norte de Europa, Sur de Europa y América del Sur. Esta actividad también se realiza en otras áreas geográficas a través de oficinas de venta y agentes.

Las ventas de productos petroquímicos derivados en 2001, 2002 y 2003 fueron realizadas en los siguientes mercados:

	Miles de toneladas		
	2001	2002	2003
España	1,045	1,150	1,138
Argentina	422	368	455
Resto	1,195	1,285	1,356
Total	2,662	2,803	2,949

La estrategia del área Química de Repsol YPF se centra en el crecimiento en los negocios definidos como estratégicos, para disponer de un portafolio equilibrado en el que sólo se incluyan los productos que generen mayor valor impulsando la reducción de los costes operativos y manteniendo la excelencia operativa.

Los factores claves de esta estrategia suponen el desarrollo de los productos donde Repsol YPF tiene alguna ventaja competitiva significativa por:

- Tecnología o Know-how propios y competitivos.
- Integración en las actividades de upstream y downstream.
- Fuerte posición de liderazgo regional.
- Posición de liderazgo en los costes.

Junto a estos cuatro factores, Repsol YPF también considerará desarrollar aquellos negocios químicos con una gran cercanía a las actividades petrolera y gasista propias.

En este sentido, se puso en marcha en el año 2000 un complejo de producción de óxido de propileno / estireno y productos derivados en el complejo de Tarragona, España. La tecnología utilizada, propiedad de Repsol YPF, es líder en este campo y solamente está disponible para otras dos compañías en el mundo, además de Repsol YPF. Este proyecto es consistente con la estrategia de crecer equilibradamente en los negocios de mayor valor añadido con el fin de lograr una mayor integración con otras áreas de negocio y valor a la tecnología propia.

En el año 2001 se puso en marcha en Bahía Blanca (Argentina) una planta de producción de amonio y urea en una joint venture (50/50) en la que el otro socio es la compañía canadiense Agrium, líder mundial en fertilizantes. Esta planta y la unidad de metanol en la refinería de Plaza Huincul, que utilizan gas natural como materia prima y hacen posible la monetización de las reservas, son ejemplos de integración entre las unidades de petroquímica y upstream. Repsol YPF obtiene también otras importantes sinergias dada la situación de esta unidad en la refinería de Plaza Huincul, como sinergias en el suministro de electricidad y costes generales.

En consistencia con su posición de liderazgo en costes y eficiencia operativa, Repsol YPF ha aprovechado la parada programada de mantenimiento en el cracker de Tarragona para mejorar su nivel selectivo, incrementando su capacidad para el etileno y el propileno y reduciendo sus costes operativos mediante una baja inversión.

Las inversiones del año 2003 han ido encaminadas a mejoras en las unidades existentes, que nos permitirán mantener la excelencia operativa, ligeros incrementos de capacidad, mejorar la calidad del producto y mejorar los estándares de seguridad y medioambientales. Este año se ha puesto especial énfasis en desarrollar los proyectos que conformarán las bases del crecimiento en los próximos años de acuerdo con nuestro plan estratégico.

IV.2.4.4 Actividad Gas y Electricidad

Repsol YPF participa directamente o a través de filiales en los sectores de gas natural y electricidad. Por lo que se refiere al primero, está presente en el aprovisionamiento, transporte y distribución de gas natural en España, en la licuefacción de gas natural en Trinidad y Tobago, en la venta y transporte de GNL en España y Estados Unidos y en la distribución de gas natural en Argentina, Brasil, Colombia y México. También está presente en el suministro y comercialización de líquidos de gas natural en Argentina. Por lo que se refiere al sector de la electricidad, Repsol YPF participa en la generación eléctrica en España y Argentina.

El segmento de Gas y Electricidad generó aproximadamente un 21,6%, 19,0% y 5,5% del resultado operativo del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, respectivamente.

En abril de 2002, Repsol YPF anunció sus planes de reestructuración de la actividad de gas y electricidad. Desde el punto de vista operativo, la parte del downstream del negocio de gas y electricidad (incluyendo la generación eléctrica y la distribución de gas natural) sería realizada directamente por Gas Natural, mientras que la parte del upstream del negocio sería desarrollada por Repsol YPF. La parte de midstream la llevaría a cabo una joint venture participada por Repsol YPF y Gas Natural. Desde el punto de vista de la organización, ha desaparecido la Vicepresidencia de Gas y Electricidad y sus funciones han sido asumidas directamente por el Consejero Delegado, que actúa como responsable último de todas las operaciones del grupo.

En mayo de 2002 Repsol YPF vendió el 23% de Gas Natural. Desde entonces, consolida su participación en Gas Natural por el método de integración proporcional.

Repsol YPF y Gas Natural están cooperando para coordinar el negocio del midstream a través de la creación de sociedades específicas o bien a través de acuerdos de colaboración mutua en aquellas actividades en las que puede dar lugar a sinergias operativas y otros beneficios para las dos partes. Repsol YPF y Gas Natural creen que este enfoque es el que otorga mayor flexibilidad operativa y transparencia a los mercados.

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos y resultados operativos y otras magnitudes de esta actividad durante los tres últimos años:

ÁREA GAS Y ELECTRICIDAD
INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS
ESPECÍFICOS

<i>(Conceptos / Segmentos)</i>	2001	2002	2003	% 02/01	% 03/02
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN ⁽¹⁾</u>					
España	4.634	2.627	1.252	(43,31)%	(52,34)%
Argentina	789	76	44	(90,37)%	(42,11)%
Resto Latinoamérica	436	394	163	(9,63)%	(58,63)%
Resto del Mundo	41	13	27	(68,29)%	107,69%
Ajustes y otros (2)	(22)	(67)	(130)		
	<u>5.878</u>	<u>3.043</u>	<u>1.356</u>	<u>(48,23)%</u>	<u>(55,44)%</u>
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
España	791	506	161	(36,03)%	(68,18)%
Argentina	159	34	9	(78,62)%	(73,53)%
Resto Latinoamérica	33	27	16	(18,18)%	(40,74)%
Resto del Mundo	79	66	26	(33,33)%	(33,33)%
	<u>1.062</u>	<u>633</u>	<u>212</u>	<u>(40,40)%</u>	<u>(66,51)%</u>
<u>INVERSIONES (3)</u>					
España	871	354	421	(59,36)%	18,93%
Argentina	39	15	8	(61,54)%	(46,67)%
Resto Latinoamérica	355	320	75	(9,86)%	(76,56)%
Resto del Mundo	-	5	7	-	40,00%
	<u>1.265</u>	<u>694</u>	<u>511</u>	<u>(45,14)%</u>	<u>(26,37)%</u>
<u>ACTIVOS TOTALES</u>					
España	7.437	1.591	2.144	(78,61)%	34,76%
Argentina	1.526	413	426	(72,94)%	3,08%
Resto Latinoamérica	1.454	402	395	(72,35)%	(1,69)%
Resto del Mundo	772	212	175	(72,54)%	(17,64)%
	<u>11.189</u>	<u>2.618</u>	<u>3.140</u>	<u>(76,60)%</u>	<u>19,92%</u>

(1) Gas Natural ha pasado a consolidarse por integración proporcional a partir de finales de mayo de 2002.

(2) Los ajustes de consolidación correspondientes a la eliminación de transacciones intergrupo se han recogido en este epígrafe con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de dichos ajustes.

(3) La cifra de inversiones del Área de Gas y Electricidad no incluye las inversiones en gastos de proyección plurianual correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003 por importe de 48, 4 y 2 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultados operativos

Los ingresos operativos antes de ajustes intergrupo de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2003 han ascendido a 1.486 millones de euros, lo que supone un descenso del 52,2% con respecto a los 3.110 millones de euros que se obtuvieron en 2002. Este descenso se ha debido fundamentalmente al cambio en el método de consolidación de Gas Natural, de integración global hasta mayo de 2002 a integración proporcional a partir de entonces; al cambio en el método de consolidación de Enagas por parte de Gas Natural en julio de 2002

desde integración global a puesta en equivalencia; al cambio en el sistema retributivo de la actividad regulada en España a partir de febrero de 2002, que estabiliza los ingresos percibidos por estas actividades a lo largo del año; a la reclasificación de los resultados de algunas sociedades participadas en Latinoamérica y a la apreciación del euro frente al dólar. Esto se ha visto parcialmente compensado por un aumento del 12,9% en las ventas de Gas Natural (sociedad participada por Repsol YPF en un 27,15% a 31 de diciembre de 2003). El ascenso en el volumen de ventas en España refleja los resultados positivos de la actividad de trading de gas en España y las mayores ventas a centrales térmicas de generación eléctrica. El incremento en Latinoamérica es consecuencia principalmente del aumento en el número de clientes y de la recuperación económica en toda la zona.

La total liberalización del mercado español de gas en 2003 a través de la aplicación del Real Decreto Ley 6/2000 ha permitido el trasvase de clientes del mercado regulado al mercado no regulado (en el cual pueden elegir libremente el suministrador). El mercado no regulado ha supuesto en 2003 aproximadamente el 70% del mercado total de gas en España, comparado con el 55% que representaba en el 2002. La cuota de mercado que tiene Gas Natural a través de Gas Natural Comercializadora en el mercado no regulado ha descendido del 63% en 2002 hasta el 58% en 2003; mientras que las ventas de Gas Natural en el mercado no regulado en el 2003 suponían el 51% del total de ventas de gas natural en España, frente al 39% que representaron en el 2002. La transferencia de clientes del mercado regulado, en el que los ingresos de Repsol YPF consisten en unas tarifas establecidas, al mercado no regulado, donde sus ingresos proceden de ventas de gas a precios no regulados más los peajes recibidos por el uso de su infraestructura gasista, no ha tenido un impacto significativo en los ingresos ni resultados del Grupo en el ejercicio 2003, ni se espera que los tenga en el ejercicio 2004, debido a que la pérdida de cuota de mercado se ha visto más que compensada por el aumento del tamaño del mercado, que ha permitido y que se estima que seguirá permitiendo, que Repsol YPF aumente su volumen de ventas. Repsol YPF estima que los peajes fijados en la actualidad por la ley permitirán recuperar la inversión realizada en infraestructura, así como continuar el desarrollo de la misma.

En el mercado eléctrico no regulado, la cuota de mercado en 2003 de Gas Natural Comercializadora se ha mantenido cercana al 5%.

Los ingresos operativos, antes de ajustes intergrupo, de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2002 ascendieron a 3.110 millones de euros, lo que supuso un descenso del 47,3% con respecto a los 5.900 millones de euros que se obtuvieron en 2001. Este descenso se debió fundamentalmente al cambio en el método de consolidación de Gas Natural de integración global a integración proporcional en mayo de 2002, la desconsolidación de Enagas en julio de 2002 y la reducción de los precios de venta del gas en Argentina como consecuencia de la devaluación del peso. El descenso en ingresos se vio parcialmente compensado por un incremento del 13% en los volúmenes de ventas hasta 26.870 millones de metros cúbicos principalmente en América Latina (excepto en Argentina) y España. El incremento en el volumen de ventas en España reflejó el resultado positivo del negocio de comercialización de gas en España y unas mayores ventas a las centrales térmicas de generación eléctrica.

La mayor liberalización del mercado español de gas en 2002 a través de la aplicación del Real Decreto Ley 6/2000 permitió que continuara el trasvase de clientes industriales del mercado regulado al mercado no regulado (en el cual pueden elegir libremente el suministrador). El mercado no regulado supuso en 2002 el 55% del mercado total de gas en España, comparado con el 38% que representaba en el 2001. La cuota de mercado que tenía Gas Natural a través de Gas Natural Comercializadora en el mercado no regulado descendió del 80% en 2001 hasta el 63% en 2002; mientras que las ventas de Gas Natural en el mercado no regulado en el 2002 suponían el 39% del total de ventas de gas natural en España, frente al 33% que representaron en el 2001.

En el mercado eléctrico no regulado, la cuota de mercado alcanzada en 2002 por Gas Natural Comercializadora ascendió desde el 3% en 2001 hasta el 4%.

El resultado operativo de la actividad de gas y electricidad, antes de ajustes intergrupo, ha ascendido en el ejercicio 2003 a 212 millones de euros, lo que representa un descenso del 66,5% con respecto a los 633 millones de euros de 2002. Este descenso se ha debido fundamentalmente a la consolidación por integración global de Gas Natural hasta mayo de 2002 y de Enagas hasta julio de 2002, al cambio en el sistema retributivo de la actividad en España en febrero de 2002, a la reclasificación de los resultados de algunas sociedades participadas en Latinoamérica y a la apreciación del euro frente al dólar.

El resultado operativo de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2002, antes de ajustes intergrupo, ha ascendido a 633 millones de euros, lo que representa un descenso del 40,4% con respecto a los 1.062 millones de euros de 2001. Este descenso se debió fundamentalmente al cambio en el método de consolidación de Gas Natural de integración global en 2001 a integración proporcional de la participación del 24,04% tras la venta del 23% en mayo de 2002. También tuvieron un impacto negativo tanto la desconsolidación de Enagas en julio de 2002, como la devaluación del peso que afectó de forma significativa a los márgenes de venta del gas natural. En enero de 2002, dichos márgenes fueron fijados en pesos por la Ley de Emergencia del Gobierno argentino.

Gas Natural

Las ventas de gas natural por zonas en los tres últimos ejercicios han sido las siguientes⁽¹⁾:

	Miles Millones Metros Cúbicos		
	2003	2002	2001
España	18,87	18,52	16,92
Argentina	2,49	2,22	2,26
Resto de Latinoamérica	4,67	4,45	3,48
Resto del Mundo	4,32	1,68	1,10
Total	30,35	26,87	23,76

(1) La tabla incluye el 100% de los volúmenes de ventas de Gas Natural (sociedad participada en un 27,15% por Repsol YPF a 31 de diciembre de 2003). Desde enero de 2002 Gas Natural reporta sus ventas incluyendo el 100% de los volúmenes de ventas de sus filiales consolidadas, con independencia del porcentaje de participación de Gas Natural en las mismas. En ejercicios anteriores, estos volúmenes de ventas de las filiales consolidadas eran reportados en base al criterio de consolidación utilizado contablemente para cada una de ellas (integración proporcional o integración global). Desde enero de 2002, Metrogas ha pasado a consolidarse siguiendo el método de puesta en equivalencia. En ejercicios anteriores Metrogas se consolidaba por integración proporcional. Por criterios de uniformidad y comparabilidad de las cifras, se han reexpresado los volúmenes de ventas del ejercicio 2001 para reflejar estos cambios.

España

En mayo de 2002, Repsol YPF vendió un 23% de su participación en Gas Natural por un importe aproximado de 2.008 millones de euros. Esta venta supuso unas plusvalías de aproximadamente 1.097 millones de euros. Tras la operación, la participación de Repsol YPF en Gas Natural pasó a ser del 24,04%. Desde enero de 2000 Repsol YPF consolidaba por integración global los resultados de Gas Natural, desde mayo de 2002 Gas Natural se consolida siguiendo el método de integración proporcional. (Ver capítulo III.6.4 Principales Operaciones Societarias realizadas durante el año 2003 y 2002)

Durante el año 2003 y 2004, Repsol YPF ha realizado compras de acciones de Gas Natural que le han llevado a incrementar su posición alcanzando un 27,15% a 31 de diciembre de 2003 y un 30,85% a la fecha del presente Folleto.

Gas Natural SDG, S.A. es la mayor distribuidora de gas natural en España en términos tanto de facturación como de volumen de ventas. Su actividad principal es la distribución de gas natural al sector doméstico, comercial e industrial y al sector eléctrico. Suministra gas natural a Madrid y Barcelona y a través de su participación en 10 distribuidoras regionales, a casi todo el mercado español. Gas Natural tiene una cuota aproximada del 65% del mercado español.

En 2003, Gas Natural vendió aproximadamente 18.870 millones de metros cúbicos de gas natural a unos 4,5 millones de clientes en España, frente a 18.520 y 16.920 millones de pies cúbicos a 4,2 y 3,9 millones de clientes en 2002 y 2001, respectivamente.

La mayor parte del gas natural que necesita Repsol YPF es importado. Gas Natural realiza sus aprovisionamientos de gas mediante contratos *take-or-pay* con productores de gas natural licuado (en adelante “GNL”) de Argelia, Libia, Trinidad y Tobago, Nigeria y Oriente Medio. Asimismo, realiza aprovisionamientos a través de compras de gas natural procedente de yacimientos argelinos, noruegos y españoles.

Gas Natural ha suscrito un contrato por un periodo de 25 años para la compra de gas natural a Sonatrach, la compañía estatal de hidrocarburos argelina, a precios de mercado, en cantidades que van desde los 3.200 millones de metros cúbicos en 1996 a los 6.000 millones de metros cúbicos anuales desde el año 2000 y hasta el 2020, principalmente en régimen *take-or-pay*. Gas Natural también ha firmado un contrato de suministro hasta el año 2030 con una compañía noruega para el suministro de gas a España por gasoducto desde el campo Troll, en el Mar del Norte, vía Bélgica y Francia, a través del gasoducto Lacq-Calahorra.

Gas Natural también ha firmado contratos a largo plazo para la adquisición de gas natural licuado de Nigeria, Trinidad y Tobago y Oriente Medio. Los suministros derivados de estos contratos comenzaron en 1999.

Gas Natural, a través de su participación del 100% en Sagane, participa en un 72,6% de Europe-Maghreb Pipeline Ltd. (“EMPL”), sociedad propietaria de los derechos de uso en exclusiva para explotar el gasoducto Maghreb-Europa en su tramo marroquí y bajo el Estrecho de Gibraltar. Este gasoducto, conecta los pozos de gas argelinos de Hassi R'Mel con las redes de transporte españolas y europeas. Transgas, compañía distribuidora de gas portuguesa que hace uso de una parte de la capacidad del gasoducto Maghreb-Europa, posee el 27,4% restante de EMPL.

De acuerdo con el Real Decreto-Ley 6/2000 el 25% del contrato de gas argelino por gasoducto se asignó a compañías comercializadoras para el mercado liberalizado durante tres años (2001-2003). El 75% restante se asignó a Enagas para el suministro a las distribuidoras para el mercado a tarifa. A partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente de ese contrato se destina preferentemente al mercado regulado. Los excedentes serán vendidos en el mercado liberalizado.

En relación con el contrato de compra de gas natural a Sonatrach, EMPL se comprometió a construir, financiar y gestionar el gasoducto Maghreb-Europa, que se extiende a lo largo de 540 Km en Marruecos y 45 Km bajo el Estrecho de Gibraltar, para conectarse con la red de gasoductos española. El gasoducto, de 48 pulgadas, tiene una capacidad inicial de 9 bcm (9.000 millones de metros cúbicos) al año y quedó concluido en 1996. La capacidad del oleoducto está siendo ampliada a aproximadamente 12.000 millones de metros cúbicos anuales. Este gasoducto representa un importante elemento en la estrategia de aprovisionamiento de Repsol YPF en la medida que asegura un significativo volumen de suministro de gas a un reducido coste de transporte. A nivel europeo, este gasoducto representa un elemento de importancia estratégica,

puesto que permitirá reforzar la diversificación de suministros energéticos para todo el continente. El gasoducto Maghreb-Europa ha incrementado sustancialmente el suministro desde Argelia. No obstante, se estima que la importancia de Argelia como país proveedor se reduzca con el tiempo como resultado de la política de la compañía de diversificación internacional del suministro.

Enagas es propietaria de la mayor parte de la infraestructura de transporte y almacenamiento en España. Debido a las limitaciones en la participación en Enagas impuestas por el Real Decreto Ley 6/2000, que impide que cualquier grupo mantenga una participación superior al 35% en dicha sociedad, Gas Natural vendió el 59,1 de su participación en la sociedad a través de una oferta pública de venta en el mercado secundario, por aproximadamente 917 millones de euros. La participación de Gas Natural en Enagas tras la venta, se redujo hasta el 40,9%. Gas Natural garantizó a los suscriptores del tramo institucional una opción de comprar un 5,9% adicional (“green shoe”) que completaba el 65% del capital de Enagas que tiene que vender Gas Natural para cumplir con el Real Decreto 6/2000. La parte de los ingresos procedentes de la venta de Enagas correspondiente a Repsol YPF ascendió a 221 millones de euros, y las plusvalías obtenidas representaron 97 millones de euros.

La Ley 62/2003, de 30 de diciembre, ha reducido al 5% la participación máxima que una sociedad o grupo de sociedades puede ostentar en Enagas. La Ley ha establecido la fecha del 1 de enero de 2007 como plazo máximo para el cumplimiento de dicha limitación.

La participación de Gas Natural en Enagas a 5 de abril de 2004, ascendía a 34,99%.

La infraestructura de Enagas en España está constituida, básicamente, por tres terminales costeros para la recepción, almacenamiento y regasificación del gas natural licuado, una red de gasoductos de alta presión para el transporte del gas a gran escala y gasoductos de baja presión para su distribución local, así como dos instalaciones subterráneas para el almacenamiento de gas. Los gasoductos LACAL (Lacq-Calahorra) y Maghreb-Europa conectan, respectivamente, los yacimientos de gas de Noruega y Argelia con la red de transporte de Enagas.

Trinidad y Tobago

Repsol YPF posee una participación del 20% en Atlantic LNG, una joint venture con BP y BG Plc. entre otros. Atlantic LNG opera una planta de licuefacción de gas natural en Point Fortin (Trinidad y Tobago). La planta comenzó sus actividades en abril de 1999. El gas natural para la planta procede de los campos marinos (“off-shore”) descubiertos por BP en Trinidad y Tobago. La planta procesa 3 millones de toneladas de gas natural al año. Gas Natural ha suscrito un contrato con Atlantic LNG para comprar, durante 20 años renovables por 5 años adicionales, el 40% de su producción de GNL, para su venta al mercado español. El precio de compra se determinará según una fórmula basada en precios de mercado.

En el primer trimestre de 2000, Atlantic LNG recibió la aprobación por parte del Gobierno de Trinidad y Tobago, del Proyecto de Expansión de Atlantic LNG (promovido por Repsol YPF, BP y BG), mediante la construcción de dos trenes de licuefacción adicionales al ya operativo. El tren 2 inició la producción en el año 2002 y el tren 3 en abril de 2003. Las nuevas instalaciones tienen una capacidad conjunta de 9.000 millones de metros cúbicos anuales, de los cuales Repsol YPF ha acordado vender aproximadamente 2.700 millones de metros cúbicos a través de contratos de gas a largo plazo. Estas dos nuevas instalaciones han incrementado la producción conjunta de los tres trenes hasta aproximadamente 13.000 millones de metros cúbicos al año. El coste estimado de construcción de los 2 trenes ascendió a 1.100 millones de dólares.

Actualmente, se está diseñando un cuarto tren, con una capacidad instalada estimada de la producción de 6.500 millones metros cúbicos por año. Repsol YPF estima terminar la

construcción de este cuarto tren para principios de 2006, con un coste estimado de 1.200 millones de dólares

Una ventaja decisiva del proyecto de Trinidad y Tobago es su posición geográfica, que permite abastecer, en condiciones económicamente muy ventajosas, mercados como Estados Unidos, Caribe y Europa. Repsol YPF considera por ello, que dispone de una situación privilegiada para aprovechar las oportunidades en precio que pueda ofrecer el área americana, cubriendo las necesidades españolas con otros orígenes, con el consiguiente ahorro adicional en transporte.

Argentina

Repsol YPF vende aproximadamente el 45% de su producción de gas natural a compañías distribuidoras y el restante 41% a clientes industriales y compañías eléctricas y, el restante 14%, se dedica al mercado exterior, principalmente Brasil y Chile. La mayor parte de las reservas probadas de gas de Repsol YPF se encuentran en la cuenca de Neuquén cerca del mercado de Buenos Aires.

Repsol YPF también participa en la distribución de gas natural en Buenos Aires a través de Metrogas (filial de YPF) y cúbicos / día de Gas Natural BAN (filial de Gas Natural), dos de las mayores compañías distribuidoras de gas natural en Argentina. Desde el 1 de enero de 2002, Metrogas se consolida por puesta en equivalencia.

Mercados de gas natural en Argentina

En 2003, las ventas de Repsol YPF fueron de 58,7 millones de metros cúbicos / día, cifra que representa un incremento del 15% respecto a los 51,1 millones de metros cúbicos / día del año 2002. Las ventas de gas natural en 2003 y 2002 incluyen las exportaciones a Brasil y Chile, que ascendieron a 7,7 y 7,8 millones de metros cúbicos diarios respectivamente.

Entre 1980 (13.466 millones de metros cúbicos) y 2003 (46.430 millones de metros cúbicos), la producción de gas natural en Argentina creció significativamente, aumentando aproximadamente un 244%, a una tasa media anual del 5,3%. Este aumento es debido, en parte, a que el número de clientes conectados a los sistemas de distribución ha pasado de 2,5 millones a 6,0 millones y, también, al mayor consumo por cliente, las exportaciones de gas y a la instalación de plantas de generación eléctrica con gas (ciclos combinados).

La mayor parte de las reservas netas probadas de gas natural de Repsol YPF están situadas en la cuenca de Neuquén (72%) estratégicamente situada desde el punto de vista geográfico para suministrar el mercado de Buenos Aires y cuentan para su transporte con suficiente capacidad en los gasoductos durante la mayor parte del año. En consecuencia, previsiblemente el gas natural de esta región mantendrá su ventaja competitiva frente a suministros de otra procedencia. En el pasado, la capacidad de los gasoductos en Argentina se ha mostrado, en ocasiones, inadecuada para satisfacer el suministro en los días de mayor demanda en invierno y el país no dispone de una significativa capacidad de almacenamiento. Durante los últimos diez años, las compañías transportistas locales añadieron aproximadamente 2.000 millones de pies cúbicos día de nueva capacidad, lo cual se espera que mejore las posibilidades de satisfacer adecuadamente los momentos de mayor consumo en invierno y Repsol YPF debería beneficiarse de dichos aumentos de capacidad.

Para aumentar las ventas de gas natural y fortalecer su posición en el sector, Repsol YPF participa activamente en proyectos dirigidos a desarrollar el mercado local y, también, mercados extranjeros. Entre estos proyectos, destacan:

- la venta de gas natural a la *planta Methanex* (productor de metanol) situada en Cabo Negro-Punta Arenas en Chile, con un suministro anual de 58,8 millones de pies cúbicos día en 2003;
- el suministro de unos 52,8 millones de pies cúbicos día a compañías eléctricas en el área de Santiago (Chile) a través de gasoducto Gas Andes;
- la participación del 10% en el Gasoducto del Pacífico, proyecto que le permite, el suministro a Chile de gas de la cuenca neuquina. En 2003 Repsol YPF suministró una media de 32,9 millones de pies cúbicos al día por este gasoducto;
- el suministro de gas procedente de la cuenca noroeste a compañías eléctricas en el norte de Chile mediante los gasoductos Gas Atacama y Norandino. En 2003, Repsol YPF suministró una media de 92,2 millones de pies cúbicos al día;
- el suministro durante 2003 de una media de 32,9 millones de pies cúbicos al día a una planta térmica de generación eléctrica en Uruguayana (Brasil);
- la instalación subterránea de almacenamiento de gas Diadema, en la cuenca del Golfo de San Jorge, con una capacidad para 17,3 millones de pies cúbicos al día (153 días en invierno) para el suministro de gas a Profertil;
- una instalación nueva de almacenamiento subterráneo proyectada en Mendoza, llamada Lunlunta Carrizal, con una capacidad de suministro de 35,3 millones de pies cúbicos al día. Se estima que el proyecto estará operativo a finales de 2004.

Distribución de gas natural en Argentina

Gas Natural participa en un 72% del consorcio Invergas que en Diciembre de 1992 adquirió un 70% de Gas Natural BAN, compañía distribuidora de gas natural en el Norte de Buenos Aires y una de las principales compañías distribuidoras del país. En 2003, Gas Natural BAN vendió, aproximadamente, 2.490 millones de metros cúbicos a 1,2 millones de clientes frente a unas ventas de 2.220 y 2.260 millones de metros cúbicos a 1,2 y 1,2 millones de clientes en 2002 y 2001, respectivamente.

YPF participa en un 45,3% de GASA, la cual, a su vez, posee un 70% de Metrogas, compañía distribuidora de gas natural en el Sur de Buenos Aires y, también, una de las principales compañías distribuidoras del país. Repsol YPF consolida ambas sociedades por puesta en equivalencia. En 2003, Metrogas vendió, aproximadamente, 6.450 millones de metros cúbicos a 1,9 millones de clientes, frente a los 5.490 y 6.120 millones de metros cúbicos vendidos a 1,9 y 1,9 millones de clientes en 2002 y 2001, respectivamente.

México

Gas Natural México obtuvo, en marzo de 1998, la concesión para la distribución de gas natural en Monterrey, una de las áreas de mayor consumo de gas natural en Latinoamérica con una población de más de 6 millones de personas. Además de la distribución de gas natural en Monterrey, actualmente Gas Natural México distribuye gas natural en las ciudades de Toluca, Nuevo Laredo y Saltillo, lo que representa más de 350.000 clientes. En 1998, Gas Natural México obtuvo la concesión en el estado de Guanajuato, que cuenta con una población de más de 2.000.000 de personas y, en diciembre de 1999, la concesión para la distribución de gas natural en El Bajío Norte que incluye los estados de Aguascalientes, Zacatecas y San Luis de Potosí con una población conjunta de unos 2.000.000 de personas. Tras la compra en el año 2000 del 100% de la compañía mexicana Comercializadora Metrogas, Gas Natural México distribuye gas también en México D.F.. En 2003, Gas Natural México vendió, aproximadamente, 1.390 millones de metros cúbicos de gas natural a 1,0 millones de clientes, frente a los 1.240 millones de metros cúbicos de gas natural a 0,8 millones de clientes en 2002.

En julio de 2001 se firmó un acuerdo con Iberdrola (ver más abajo en el apartado de Brasil) redujo la participación del Grupo Gas Natural en Gas Natural México hasta el 86,75%.

En febrero de 2004, las autoridades mexicanas adjudicaron a Repsol YPF un terreno para la construcción de una planta de regasificación en el puerto de Lázaro Cárdenas, situado en la costa mexicana del Pacífico. La capacidad inicial de la planta será de, aproximadamente, 4.000 millones de metros cúbicos por año, con un potencial de expansión de capacidad de hasta 10.000 millones de metros cúbicos por año. La inversión prevista en esta planta es del orden de 350 millones de dólares y se estima que su puesta en marcha tendrá lugar en 2008.

Colombia

A través de la compañía Gas Natural ESP, Gas Natural distribuye gas natural en la capital Santa Fe de Bogotá y, tras la adquisición de Gasorient, también, en la zona oriental del país. Asimismo, en 1998 un consorcio en el que participa Gas Natural, obtuvo la concesión para la distribución de gas natural en el área Cundi-Boyacense, situada al noreste de Bogotá. En 2003, Gas Natural vendió en Colombia aproximadamente 720 millones de metros cúbicos a 1,4 millón de clientes.

El acuerdo firmado con Iberdrola y que se expone más abajo en el apartado de Brasil firmado en julio de 2001, supuso un incremento de la participación del Grupo Gas Natural en Gas Natural ESP desde el 44,3% hasta el 59,1%.

Brasil

En Brasil, Gas Natural distribuye gas natural en el área metropolitana y en el estado de Río de Janeiro. El Grupo Gas Natural obtuvo el 26 de abril de 2000 la concesión para realizar la distribución de gas canalizado en la zona sur del estado brasileño de Sao Paulo, que tiene una extensión de 53.000 kilómetros cuadrados, y cuenta con una población de más de 2,5 millones de habitantes. El área de concesión comprende 93 municipios, cuatro de los cuales tienen más de 100.000 habitantes. Asimismo, en la zona hay 6.000 industrias, cuyo consumo potencial de gas natural es de 807.000 metros cúbicos de gas natural diarios. Con esta concesión el Grupo Gas Natural consolidó su presencia en Brasil, donde inició sus actividades en julio de 1997, como operador de la Companhia Distribuidora de Gas do Río de Janeiro - CEG y de CEG RIO (antiguamente Riogas). En el 2003, sus ventas han ascendido a 2.550 millones de metros cúbicos de gas natural a 600.000 clientes.

En julio de 2001, Gas Natural e Iberdrola firmaron un acuerdo que incluía los intereses de Iberdrola en CEG (Brasil) y CEG RIO (Brasil) y los de Gas Natural ESP (Colombia), así como la participación de Gas Natural en Gas Natural México. En base a este acuerdo Gas Natural obtuvo en marzo de 2002 un 9,9% más de participación en CEG, un 13,1% en CEG RIO y un 14,6% en Gas Natural ESP. Por su parte Iberdrola recibió un 13,25% en Gas Natural México.

Con este acuerdo se incrementó la participación de Gas Natural en CEG desde el 18,9% hasta el 28,8% y en CEG RIO desde el 25,1% hasta el 38,3%.

En noviembre de 2003, Gas Natural y Enron firmaron un contrato de compraventa de acciones para la adquisición de la participación que Enron poseía en la Companhia Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro (CEG) que ascendía al 25,4% y en CEG RIO, un 33,8%. Tras la operación, sujeta en este momento a la autorización de las autoridades brasileñas y otras competentes, el Grupo Gas Natural incrementará su participación en estas dos sociedades hasta el 54,2% y el 72,0%, respectivamente.

Estados Unidos

En septiembre de 2003, Repsol YPF ha suministrado a la compañía noruega Statoil su primera carga de gas natural licuado (GNL), procedente del tercer tren de Atlantic LNG en Trinidad y Tobago, con destino a la planta de regasificación de Cove Point, en la costa este de Estados Unidos. Este primer cargamento asciende a 135.000 metros cúbicos de GNL y forma parte de

los 2.700 millones de metros cúbicos de gas que Repsol YPF tiene contratados en los trenes segundo y tercero de Atlantic LNG, en los que posee una participación del 25%.

En noviembre de 2003, Repsol YPF ha firmado con Shell Western Energy Ltd. un contrato para suministrar 2.000 metros cúbicos de gas natural licuado (GNL) hasta 2005, procedente de Trinidad y Tobago, y con destino en Cove Point, en la costa este de Estados Unidos.

El gas natural licuado procedente de Trinidad es actualmente el único de la cuenca atlántica capaz de satisfacer las especificaciones de calidad de todas las plantas de regasificación de gas natural licuado de la costa este de los Estados Unidos, entre ellas la de Cove Point.

En 2003, Repsol YPF vendió aproximadamente 2.000 metros cúbicos de GNL a los mercados de Estados Unidos y el Caribe.

Puerto Rico

En octubre de 2003, Gas Natural cerró la compra de los activos de Enron en EcoEléctrica. Estos activos, valorados en 179 millones de dólares, incluyen el 47,5% de EcoEléctrica, el 50% de los derechos políticos de la sociedad, así como el derecho exclusivo sobre la entrada de gas natural en la planta y un contrato de operación y gestión de combustibles. La planta cuenta con una central de ciclo combinado de 540 MW y una planta de regasificación con una capacidad de regasificación de 160.000 metros cúbicos por hora.

Repsol YPF estima que esta adquisición supone un paso importante hacia el desarrollo de operaciones de trading en la cuenca atlántica, proporcionan a Gas Natural una importante ventaja competitiva para realizar el suministro de gas natural en Puerto Rico, junto con Repsol YPF, con quien ya tiene un acuerdo.

Italia

En enero de 2004 Gas Natural cerró la compra del Grupo Brancato, el primer operador privado de gas de la isla de Sicilia. Esta operación ha representado la entrada de Gas Natural en el mercado de distribución de gas natural en Italia.

El Grupo Brancato está formado por tres distribuidores, una comercializadora de gas natural y dos empresas de servicios, que están presentes en 73 municipios sicilianos y 3 de la región del Abruzzo. Este grupo de empresas cuenta con 93.000 clientes.

Líquidos de gas natural

Argentina

Repsol YPF desarrolló Mega, un proyecto destinado a incrementar su capacidad de separación de líquidos de gas natural en la cuenca de Neuquén y se espera que desarrolle las redes de transporte y distribución de estos productos. Mega permite, mediante el fraccionamiento de líquidos de gas natural, que Repsol YPF aumente la producción en el campo de gas de Loma La Lata en 5 millones de metros cúbicos por día. Repsol YPF participa en un 38% y los restantes socios son Petrobras (34%) y Dow Chemical (28%). El proyecto comprende:

- una planta separadora de gas natural en la localidad de Loma La Lata, provincia de Neuquén;
- una planta fraccionadora de líquidos de gas natural en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, que produce principalmente etano, propano, butano y gasolina natural;
- un oleoducto que une ambas plantas para el transporte de líquidos de gas natural;
- instalaciones para el transporte y almacenamiento, así como instalaciones portuarias cercanas a la planta fraccionadora.

Mega requirió una inversión de aproximadamente 715 millones de dólares y comenzó a operar a principios de 2001. La capacidad máxima de producción de Mega es de 1,35 millones de toneladas de gasolina, GLP y etano anualmente. Repsol YPF es el principal suministrador de gas natural. La producción de la planta de fraccionamiento se utiliza en las operaciones petroquímicas de PBB Polisar, filial al 28% de Repsol YPF y para la exportación por barco a Brasil.

Transporte de GNL

Repsol YPF tiene alquilados en 2003 tres barcos con una capacidad total de 416.500 metros cúbicos en régimen de *time-charter* para el transporte de gas natural licuado (GNL); dos de ellos entregados y en servicio y el tercero en fase de construcción estando prevista su entrega para finales del ejercicio 2004. Adicionalmente, Gas Natural tiene alquilados dos barcos en régimen de *time-charter* con una capacidad total de 276.000 metros cúbicos, ambos entregados y en servicio.

Electricidad

España

En 1999, Repsol YPF y BP alcanzaron dos acuerdos al amparo de la alianza estratégica entre ambas de junio de 1998. El primero se refiere a la venta de hasta 5.000 millones de metros cúbicos año de GNL de Trinidad y Tobago a España. El segundo, sienta las bases para el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica con gas natural en España. En abril de 2003, Repsol YPF y BP firmaron un acuerdo para la venta de una planta de ciclo combinado de 1.200 MW a Gas Natural. Simultáneamente a la venta, Repsol YPF ha firmado otro acuerdo con Gas Natural para el suministro de 1.600 millones de metros cúbicos anuales durante un período de 20 años. La construcción de esta planta ha comenzado en 2003 y se espera que entre en operación a principios de 2006, con una inversión total estimada de 600 millones de euros.

En abril de 1998, Repsol YPF, Amoco Power Resources Holding II Ltd. (Amoco Power), Iberdrola y el Ente Vasco de Energía (EVE) constituyeron dos sociedades, Bahía de Bizkaia Gas (BBG) y Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE) para la construcción, respectivamente, de una planta regasificadora y una central eléctrica de ciclo combinado (CCGT) de 800 MW en el puerto de Bilbao. Repsol YPF participa en ambas en un 25%. Los trabajos de construcción se iniciaron en el año 2000. A finales del ejercicio 2002, BBE completó la construcción de la planta de ciclo combinado que actualmente está en activo. A finales de 2003, BBG completó la construcción de la instalación de regasificación que actualmente se encuentra en activo.

En enero de 1998, de conformidad con el Acuerdo Industrial de 1997, Repsol YPF e Iberdrola constituyeron PIESA con el objeto de desarrollar tres plantas de cogeneración en Tarragona, La Coruña y Gajano (Santander). La capacidad de estos proyectos es de 175 MW. La planta de Tarragona se terminó en el año 2000, mientras que la de La Coruña y la de Gajano se han finalizaron en el 2001. Asimismo en el año 2000 entró en funcionamiento una planta de cogeneración de 90 MW de capacidad en las instalaciones petroquímicas de Tarragona.

La capacidad de estos proyectos añadida a la existente de 330 MW ya en funcionamiento en las refinerías y centros petroquímicos de Repsol YPF en España suponen una capacidad total de 595 MW.

En 2003, Repsol YPF ha adquirido el 50% de PIESA a Iberdrola, pasando a ser dueño del 100% de la sociedad.

En octubre de 1998, Gas Natural y la compañía eléctrica Endesa alcanzaron un acuerdo comercial que contempla, fundamentalmente, el suministro de gas natural que Endesa necesitará para desarrollar su programa de construcción de ciclos combinados. En diciembre de 1999, ambas compañías firmaron los contratos para la construcción de cuatro ciclos combinados cada uno de ellos con una capacidad de 400 MW y situados, dos en San Roque (Cádiz) y otros dos en Sant Adrià de Besòs (Barcelona). Una vez construidos, Gas Natural y Endesa son propietarias de un ciclo combinado en cada una de las dos localidades de acuerdo con los términos pactados y actuarán con independencia en su operativa y gestión comercial. Las instalaciones de San Roque comenzaron a operar en marzo de 2002, mientras que las de Sant Adrià de Besòs comenzaron en el mes de agosto.

Argentina

Generación

Repsol YPF participa en cuatro centrales eléctricas en funcionamiento con una capacidad instalada de 1.685 MW:

- Central Térmica de Tucumán (410 MW de ciclo combinado),
- Central Térmica de San Miguel de Tucumán (370 MW de ciclo combinado),
- Filo Morado (63 MW)
- Central Dock Sud (775 MW corresponden a ciclo combinado y 67 MW a turbinas de gas).

En 2003, estas plantas vendieron en conjunto aproximadamente 7.624 GW/h.

Repsol YPF cuenta también con centrales eléctricas que utilizan gas natural propio para generar electricidad para su autoconsumo en sus procesos industriales:

- la central Los Perales (74 MW) en el campo de gas del mismo nombre,
- la central Chiuído de la Sierra Negra (40 MW)
- y la central en la refinería Plaza Huincul (40 MW).

IV.2.5 Inversiones y Desinversiones

IV.2.5.1 Inversiones

Las inversiones en el ejercicio 2003 han ascendido a 3.861 millones de euros. Un crecimiento fuerte en el cash flow generado ha permitido a Repsol YPF la financiación de estas inversiones así como el pago de los dividendos.

Las inversiones en el ejercicio 2002 ascendieron a 2.753 millones de euros. A su vez en el año 2001 ascendieron a 4.816 millones de euros de los que 154 millones correspondieron a una inversión estratégica no recurrente por la adquisición de la participación del 9,5% de Pluspetrol en Andina.

A continuación se detallan las inversiones, excluidas las realizadas en gastos de establecimiento y otros gastos amortizables (por importe de 361, 80 y 24 millones de euros en 2001, 2002 y 2003, respectivamente), llevadas a cabo durante los años 2001, 2002 y 2003 agrupadas por segmentos de actividad:

	Millones de Euros		
	2001	2002	2003
Exploración y Producción	1.951	1.081	2.168
Refino y Marketing	877	584	663
Química	218	89	81
Gas y Electricidad	1.265	694	511
Corporación y Otros	145	225	414
TOTAL	4.456	2.673	3.837

Exploración y Producción

Las inversiones en el año 2001 ascendieron a 1.951 millones de euros, un 14,5% inferiores a las del mismo periodo del ejercicio anterior. Las inversiones fundamentalmente estuvieron relacionadas con el desarrollo de las actividades de perforación, con proyectos de recuperación secundaria y con la construcción de plantas de procesado y tratamiento de gas. Adicionalmente a las inversiones relacionadas con las operaciones de exploración y desarrollo, las inversiones incluyeron el pago por la compra del 9,5% de participación de Pluspetrol en Andina, que ascendió a 154 millones de euros.

La inversión de desarrollo representó el 66% de la inversión total del año 2001 y fue destinada fundamentalmente a Argentina (57%), Venezuela (15%), Bolivia (7%) y España (4%).

Las inversiones en el año 2002 ascendieron a 1.081 millones de euros, un 44,6% inferiores a las del mismo periodo del ejercicio anterior. Las inversiones estuvieron relacionadas fundamentalmente con: el desarrollo de las actividades de perforación, proyectos de recuperación secundaria principalmente en Argentina, Libia y Bolivia, la construcción de plantas de procesado y tratamiento de gas (El Portón en Argentina), de nuevos gasoductos (Transierra en Bolivia) y de oleoductos (OCP en Ecuador).

La inversión de desarrollo representó el 85,7% de la inversión total del año 2002 y se destinó fundamentalmente a Argentina (61%), Bolivia (14%), Trinidad y Tobago (6%), Venezuela (6%), Brasil (4%), Ecuador (3%), Libia (1%) y otros países (5%).

Las inversiones en el año 2003 ascendieron a 2.168 millones de euros, un 100,6% superiores a las del mismo periodo del ejercicio anterior. El incremento en las inversiones refleja principalmente la adquisición de participaciones adicionales en Trinidad y Tobago (20% de BPRY) y en Venezuela (25% de Quiamare La Ceiba). Otras inversiones se han centrado principalmente en exploración y en trabajos de perforación de desarrollo y en proyectos de recuperación secundaria (Argentina, Trinidad y Tobago y Bolivia) así como en instalaciones de tratamiento y ductos (Oleoducto de Crudos Pesados u OCP en Ecuador).

La inversión de desarrollo ha representado el 39% de la inversión total del año 2003 y se ha destinado fundamentalmente a Argentina (64%), Trinidad y Tobago (13%), Bolivia (7%), Ecuador (5%), Libia (3%), Venezuela (3%) y otros países (5%). Las inversiones de desarrollo son aquellas inversiones encaminadas a la puesta en producción de reservas descubiertas, así como las instalaciones necesarias para el tratamiento y evacuación de la producción; por lo tanto, refleja las inversiones de Exploración y Producción fundamentalmente en perforación de sondeos, construcción de instalaciones y de sistemas de transporte (oleoductos/ gasoductos), ingeniería, reparación de pozos y otras inversiones relacionadas con el desarrollo de campos de petróleo y gas, exceptuando de esta manera, las inversiones de exploración y las compras o adquisiciones de reservas.

Refino y Marketing

En el conjunto del año 2001, las inversiones ascendieron a 877 millones de euros. Las inversiones se destinaron, fundamentalmente, a incrementar la capacidad de conversión, como es el caso del hydrocracker de Tarragona, que entró en funcionamiento durante 2002, a mejorar la eficiencia energética de las refinerías y a reforzar el vínculo de las estaciones de servicio.

Las inversiones en el año 2002 ascendieron a 584 millones de euros, un 33,4% inferiores a las del mismo periodo del ejercicio anterior. Esta disminución se debió principalmente a una política inversora más conservadora, especialmente en Latinoamérica. Las inversiones se destinaron principalmente a desarrollar importantes proyectos para las actividades de refino como el hydrocracker en Tarragona, la ampliación del oleoducto Puerto Rosales - La Plata en Argentina que se completó en el ejercicio 2002 y el mild hydrocraker en Puertollano.

Las inversiones en la actividad de marketing se destinaron en su mayoría a: reforzar los vínculos comerciales con aquellas estaciones de servicio propiedad de terceras partes, adquirir nuevas estaciones, remodelar las existentes y a tomar medidas de protección y remediación medioambiental.

Las inversiones en el año 2003 han sido de 663 millones de euros, un 13,5% superiores a las de 2002. Las principales inversiones en 2003 se destinaron al desarrollo de grandes proyectos de refino, como la unidad de mild hydrocracking en Puertollano, una unidad de pretratamiento de carga en La Coruña, las nuevas unidades de vacío y visbreaking en La Pampilla y el proyecto de mejora de Refap (que incluye nuevas unidades de FCC resid, coker e hidrotatamiento). En Marketing, las inversiones se destinaron fundamentalmente a mejorar la calidad de la red de estaciones de servicio, reforzar los vínculos comerciales con la red de estaciones de servicio e incrementar el número de estaciones de servicio gestionadas directamente por Repsol YPF.

Química

La inversión en el año 2001 en la actividad química ascendió a 218 millones de euros. Como principales proyectos de inversión destacaron la nueva planta de 400.000 toneladas de metanol en Plaza Huincul (Argentina) y la nueva planta de polioles poliméricos que cuenta con una tecnología en continuo muy competitiva desarrollada por Repsol YPF.

La inversión en el año 2002 ascendió a 89 millones de euros, lo que representó una disminución del 59% respecto al mismo periodo del ejercicio 2001. El principal proyecto de inversión fue la expansión del cracker de Tarragona. Las menores inversiones en el ejercicio 2002 reflejaron la terminación de los proyectos de Profertil y Tarragona y una política de inversión conservadora.

La inversión en el año 2003 ha sido de 81 millones de euros, un 9% inferior a la del ejercicio 2002. Este importe se ha empleado en mejorar la eficiencia operativa de las unidades existentes, optimizando el consumo de energía y materia prima.

Gas y Electricidad

En el conjunto del año 2001 la inversión total en el área de gas y electricidad ascendió a 1.265 millones de euros. Las inversiones se destinaron fundamentalmente al desarrollo de infraestructura de transporte y distribución de gas natural en España y Latinoamérica y a la construcción de plantas de ciclo combinado y plantas de licuefacción de gas natural.

En el ejercicio 2002, las inversiones en esta área ascendieron a 694 millones de euros, lo que supuso una disminución del 45,1% respecto a las inversiones realizadas en el ejercicio anterior. De este total, 156 millones de euros se destinaron a incrementar el porcentaje de participación en compañías en Brasil y en Colombia y el resto se utilizó para expandir la infraestructura de transmisión y distribución y para incrementar la cadena de integración gas-electricidad. El cambio en el método de consolidación de Gas Natural y de Enagas contribuyó a la disminución de las inversiones.

En el ejercicio 2003, las inversiones en esta área han sido de 511 millones de euros, lo que representa una disminución del 26,4% respecto al ejercicio 2002. La reducción en las inversiones se debe principalmente al cambio en el método de consolidación de Gas Natural y Enagas, que se ha visto parcialmente compensado por la adquisición de acciones de Gas Natural. Las inversiones del periodo se han destinado a infraestructura de distribución en España y Latinoamérica y al desarrollo de proyectos eléctricos.

Corporación y otros

Las inversiones del ejercicio 2001 fueron de 145 millones de euros de los cuales 57,2 millones de euros correspondieron a inversiones en el Centro Tecnológico en Móstoles y en el Instituto Superior de la Energía; el resto de las inversiones se destinó fundamentalmente a la adquisición de inmovilizado material.

En el ejercicio 2002, Repsol YPF realizó inversiones atribuibles a esta área por un importe de 225 millones de euros de los que 85,3 millones correspondieron al Centro Tecnológico de Móstoles.

La inversión del ejercicio 2003 en esta área ha sido de 414 millones en 2003, de los cuales 200 millones de euros corresponden al valor estimado del derecho de compra irrevocable que posee Repsol YPF, S.A. frente a Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L. sobre una finca comprada por esta última al Real Madrid Club de Fútbol, emplazada en el Paseo de la Castellana de Madrid.

Capitalización de gastos de proyección plurianual.

Durante el ejercicio 2001 se capitalizaron 360 millones de euros que correspondieron básicamente a los gastos de emisión de participaciones preferentes y bonos realizadas en dicho ejercicio.

En el ejercicio 2002, los gastos de proyección plurianual fueron de 80 millones de euros e incluían 23 millones de euros correspondientes al importe a pagar a Gas Natural SDG en tres cuotas en 2005, 2006 y 2007 en contraprestación al otorgamiento de un derecho de preferencia para determinados suministros de gas en Latinoamérica.

En el ejercicio 2003, los gastos plurianuales han sido de 24 millones de euros correspondientes a diversos importes individualmente poco significativos.

La siguiente tabla contiene las inversiones realizadas en los últimos tres años clasificadas por conceptos:

	Millones de Euros		
	2001	2002	2003
Inmovilizado inmaterial	91	57	80
Inmovilizado material	3.894	2.228	2.241
Sociedades que consolidan	170	194	1.124
Otras sociedades	152	20	76
Otro inmovilizado financiero	149	174	316
Subtotal	4.456	2.673	3.837
Gastos amortizables	360	80	24
Gastos de establecimiento	-	-	-
TOTAL INVERSIÓN	4.816	2.753	3.861

IV.2.5.2 Desinversiones

El detalle de las desinversiones realizadas en los ejercicios 2001, 2002 y 2003 es el siguiente:

	Millones de Euros		
	2001	2002	2003
Inmovilizado material	650	77	119
Inmovilizado financiero	540	2.783	110
Otro inmovilizado	47	16	26
TOTAL DESINVERSIÓN (*)	1.237	2.876	255

(*) El año 2001 no incluye las plusvalías por la enajenación de activos de Exploración y Producción por importe 201 millones de euros, que figuran recogidos en el resultado operativo de dicho año.

La principal desinversión en 2003 ha correspondido a la venta del 6,78% de CLH (71 millones de euros).

Las principales desinversiones en el ejercicio 2002 afectaron al inmovilizado financiero, entre las que destacaron: la venta del 23% de Gas Natural SDG por 2.008 millones de euros, el 29,7% de CLH por 368 millones de euros, y las ventas de filiales de Gas Natural que incluyen el 59,1% de Enagas por importe de 220 millones de euros y del 13% de Gas Natural México, por 159 millones de euros.

Durante el 2002, se vendieron los activos de exploración y producción en Indonesia por importe de 671 millones de euros. Estos ingresos no se reflejan en la tabla anterior dado que, a 31 de diciembre de 2001, estos activos figuraban registrados como inversiones financieras temporales.

Las desinversiones realizadas en el año 2001 ascendieron a 1.237 millones de euros, por encima de las inicialmente previstas por la Compañía. Esto permitió afrontar la situación en Argentina con una mayor flexibilidad financiera.

Durante el año 2001, las desinversiones incluyeron la venta de activos de Egipto por 432,3 millones de euros. En cuanto a los activos financieros, cabe destacar la venta de Electricidad

Argentina, S.A. (EASA) por 218,6 millones de euros, Oleoducto Trasandino Chile, S.A. por 37,6 millones de euros, Oleoducto Trasandino Argentina, S.A. por 33,1 millones de euros, Inversora Distribución de Entre Ríos, S.A. por 23,4 millones de euros, Bitech, S.A. por 12,8 millones de euros y la participación de CLH en Petronor, S.A. por 52,5 millones de euros. Adicionalmente Repsol YPF desinvirtió en instrumentos financieros a largo plazo por un importe de 38,6 millones de euros.

IV.3 CIRCUNSTANCIAS CONDICIONANTES

IV.3.1 Grado de estacionalidad del negocio o negocios del emisor

De las diversas actividades de Repsol YPF, la gasista es la que registra un grado significativo de estacionalidad en función de la climatología, registrándose una mayor actividad en los meses de invierno y menor en los de verano. Sin embargo, este efecto se ve compensado parcialmente por la presencia en Latinoamérica de dicho sector gasista. Los inviernos en el hemisferio sur coinciden con los veranos en el hemisferio norte, reduciéndose por tanto la estacionalidad.

Por otro lado, ahora que Repsol YPF consolida su participación en Gas Natural siguiendo el método de integración proporcional (antes de mayo de 2002 se consolidaba usando el método de integración global) la contribución del negocio de gas natural a los resultados operativos de Repsol YPF ha disminuido significativamente. Además, los cambios al sistema de compensación aprobados por el gobierno español en febrero de 2002 han estabilizado notablemente el importe de los ingresos de las actividades de distribución a lo largo del año.

IV.3.2 Patentes y marcas

Las actividades de Repsol YPF no dependen de forma significativa de la existencia de patentes, asistencias técnicas, contratos en exclusiva u otros factores que puedan tener relevancia en su situación financiera o económica.

IV.3.3 Política de medio ambiente e investigación y desarrollo

POLÍTICA DE MEDIO AMBIENTE

Las operaciones de la Sociedad están sujetas a leyes y normativas de la Unión Europea, de España y de sus Comunidades Autónomas y de los países donde opera, en particular Argentina, relativas a la protección del medio ambiente. Estas leyes y normativas regulan el impacto general de las operaciones industriales en el medio ambiente, además de centrarse específicamente en ciertas actividades como las emisiones a la atmósfera y al agua y la gestión de los residuos. Las infracciones medioambientales pueden dar lugar a responsabilidades administrativas, penales y civiles.

SISTEMA DE GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la nueva Visión de Repsol YPF desarrollada en 2003 se asumen como compromisos ante la sociedad “contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad”. En Repsol YPF, todas las actividades se desarrollan atendiendo a este compromiso y, para afianzar su cumplimiento, el sistema de gestión de medio ambiente de la Compañía dispone de distintas herramientas de gestión que son comunes para todas las Unidades y cuya utilización asegura el cumplimiento de la política en todos los niveles de la organización.

La aplicación de la Política a las actividades desarrolladas por Repsol YPF se realiza de forma sistemática mediante un Sistema de Gestión Medioambiental (SIGMA), establecido documentalmente en 1996, que se ajusta a las directrices de la norma ISO 14001. El Sistema de Gestión, cuyo principal soporte es el Manual de Medio Ambiente y Seguridad, constituye la herramienta más eficaz para la prevención de los riesgos medioambientales y la reducción, con criterios de eficiencia, de los efectos medioambientales adversos.

El proceso de toma de decisiones medioambientales estratégicas en Repsol YPF está soportado por un Comité de Medio Ambiente de Alta Dirección, formado por representantes de la alta Dirección de las diferentes áreas operativas y por el Director Corporativo de Servicios Compartidos.

A partir del compromiso y de los principios medioambientales comunes que están establecidos desde la Corporación, la responsabilidad de su desarrollo y de la gestión medioambiental radica en las áreas operativas.

Los elementos básicos de gestión del Sistema de Repsol YPF se describen a continuación:

- La Planificación Medioambiental, que define los objetivos y programas de actuación recogidos en el Plan Estratégico Medioambiental (PEMA) plurianual de la Compañía. En 2001, 2002 y 2003 la Compañía invirtió 113,03, 74,76 y 79,18 millones de Euros, respectivamente, en programas medioambientales. Además, en 2003 Repsol YPF invirtió 160,74 millones de Euros en la mejora y/o construcción de nuevas unidades en sus refinerías con el fin de cumplir las nuevas especificaciones de combustibles de la Unión Europea. En la actualidad, Repsol YPF cumple la normativa medioambiental de los países donde opera en todos sus aspectos significativos.
- La Documentación del Sistema, constituida por el Manual de Medio Ambiente (y Seguridad) de Repsol YPF y los Manuales de Gestión y Procedimientos Medioambientales de Líneas de Negocio y centros.
- El Plan de Auditorías Medioambientales, que permite la evaluación sistemática, documentada y periódica del funcionamiento y eficacia del Sistema de Gestión Medioambiental, para su ajuste continuo, y del cumplimiento de la legislación vigente y normativa interna. En 2001 se realizaron 215 auditorías medioambientales, elevándose dicho número en 2002 a 194 y a 329 en el año 2003, de las cuales 223 han sido auditorías internas y 106 asociadas a procesos de certificación ISO 14001 y EMAS (a final del ejercicio, Repsol YPF contaba con numerosos centros certificados según la norma internacional ISO 14.001, entre los cuales se incluyen 8 refinerías, 12 plantas petroquímicas, 18 terminales logísticas, transporte de petróleo, una planta de derivados, 104 estaciones de servicio, Marina y Pesca, dos plantas de lubricantes, 10 factorías de Lubricantes y Especialidades con sus correspondientes sistemas comerciales, 8 factorías de GLP, actividades geofísicas, 20 operaciones de Exploración y Producción y una planta de almacenamiento de gas subterráneo).
- El Informe Medioambiental del Grupo Repsol, publicado desde 1996 para dar a conocer al público interesado los elementos principales del contenido y resultados de la gestión medioambiental. Desde 1998, el Informe Medioambiental se somete a la verificación por parte de un auditor externo. El Informe Medioambiental 2001 de Repsol YPF obtuvo el Premio a la Mejor Información Medioambiental de Empresas Españolas, otorgado por el Instituto de Auditores-Censores Jurados de Cuentas de España de acuerdo a los criterios establecidos por EERA (European Environment Reporting Awards).

A continuación se refieren los principales avances e indicadores ambientales relacionados con los productos y operaciones de Repsol YPF. Una información más detallada, así como los criterios de obtención y consolidación de información, puede encontrarse en el Informe público

Medioambiental 2003 de Repsol YPF, que como los anteriores ha sido objeto de una verificación externa independiente.

CALIDAD AMBIENTAL DE LOS PRODUCTOS

En el año 2000 tuvo lugar la introducción en el mercado europeo de las nuevas calidades de carburantes exigidas por la Directiva europea 98/70/CE. Ello ha tenido como consecuencia la reducción de emisiones contaminantes procedentes de las nuevas gasolinas y gasóleos, con menores niveles de azufre y de hidrocarburos aromáticos, entre otras mejoras. El año 2003, en el escenario de la Unión Europea, y en el contexto específico de calidad de productos, ha supuesto la continuación de las especificaciones vigentes en el año anterior. Repsol YPF ha invertido 487,47 millones de euros durante el período 1997 – 2003 para adaptar sus refinerías españolas a las nuevas calidades.

CONTROL DE LOS EFECTOS MEDIOAMBIENTALES

Cambio Climático

Repsol YPF viene aplicando un plan de acción contra el Cambio Climático que consta de los siguientes elementos principales:

- Refuerzo de las capacidades de la Compañía. A finales de 2003 el Comité Ejecutivo de Repsol YPF aprobó la creación de una Unidad de Cambio Climático, con responsabilidades tanto sobre la planificación y la estrategia corporativa como sobre la gestión de créditos de carbono.
- Elaboración de inventarios y proyecciones futuras. Junto a la elaboración de sus propios inventarios, la Compañía ha participado en el desarrollo de iniciativas para fijar estándares en el conjunto de la industria del petróleo y el gas
- Identificación y materialización de oportunidades de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)
- Colaboración con las administraciones competentes de los países donde opera la Compañía, particularmente la Oficina Española de Cambio Climático (OECC) y la Oficina Argentina del Mecanismo de Desarrollo Limpio (OAMDL)
- Apoyo al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en Latinoamérica, mediante la identificación de proyectos y la colaboración con las oficinas gubernamentales. Repsol YPF ha identificado proyectos potencialmente elegibles para el MDL e iniciará en 2004 la elaboración de los Documentos de Diseño de Proyecto. La Compañía participa en el Programa Piloto Español para el MDL y la Aplicación conjunta, y ha colaborado en la redacción de la Guía española para la utilización de dichos mecanismos de flexibilidad contemplados en el Protocolo de Kyoto.
- Participación en foros internacionales, como ARPEL e IPECA.
- Participación en los mercados de carbono. La Compañía está preparándose para iniciar en 2004 su participación en los mercados internacionales de carbono, en especial el resultante de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones de CO₂.

- En conjunto, todas las actividades de Repsol YPF emitieron en 2003 21,53 millones de toneladas de CO₂ equivalente, un 2,9% más que el año anterior.
- El proyecto de Real Decreto Ley sobre comercio de emisiones, donde se incluye en su Anexo V el Plan Nacional de Asignación, por el que se traspone la Directiva 2003/87/CE fue publicado el pasado 7 de julio y está actualmente en periodo de alegaciones. Repsol YPF tiene cinco refinerías, con sus correspondientes unidades de cogeneración, más tres cogeneraciones de Repsol Química afectadas por esta regulación.

Control de las emisiones a la atmósfera

En la gestión de las emisiones atmosféricas, Repsol YPF tiene, entre otros principios de actuación, el tenerlas debidamente caracterizadas, y minimizar su efecto negativo, tomando como punto de partida el cumplimiento de la normativa vigente y la aplicación de los principios de prevención y minimización.

Cuantitativamente, el principal contaminante emitido a la atmósfera por las actividades de Repsol es el SO₂.

Emisiones de SO₂

La actividad que contribuye de forma principal a estas emisiones es el refino. Repsol presentó en 1996 a la Administración española, de acuerdo con el Real Decreto 1800/95, un plan de reducción (1997-2003) de emisiones de SO₂ de las instalaciones de combustión, de cada una de sus refinerías, que fueron aprobados por las correspondientes Resoluciones del Ministerio de Industria y Energía. Según estos planes, las emisiones se reducirían un 52,4% hasta el año 2003, respecto a los valores de 1992. En realidad, estas previsiones se han superado y se ha logrado reducir las emisiones un 57% con respecto a los valores de 1992. Esta reducción ha supuesto que se dejen de emitir más de 100.000 toneladas de SO₂ desde el mencionado año 2002.

Durante 2003 las emisiones producidas en las refinerías españolas se han reducido en un 3% respecto a 2002.

Es importante también resaltar el incremento que se ha llevado a cabo en las refinerías de Repsol YPF de la capacidad de recuperación de azufre, como consecuencia del importante aumento de la desulfuración de los combustibles que ha tenido lugar en los últimos años. Asimismo, Repsol YPF ha previsto en su planificación las nuevas ampliaciones de la capacidad de desulfuración para el año 2005 a que obligará la Directiva 98/70/CE.

De forma global, las actividades de Repsol YPF generaron en 2003, 348.228 toneladas de emisiones de los principales contaminantes, ligeramente inferiores a las de 2002.

Gestión de las aguas residuales

Las acciones desarrolladas por Repsol YPF para mejorar la gestión del agua responden a cuatro objetivos principales:

Reducir el consumo y aumentar la reutilización. Durante 2003 la cantidad de agua consumida externamente ha sido de 131,55 millones de toneladas, con una disminución del 2,8% respecto al año anterior. La cantidad de agua vertida ha sido de 55,06 millones de toneladas, aumentando respecto al año anterior en un 0,4%, fundamentalmente debido a razones operativas y a la elevada pluviometría registrada en algunas zonas. En el caso del agua reutilizada ha aumentado en un 3,1%.

Mejorar la calidad de los vertidos y reducir su impacto sobre el entorno. La gestión del agua debe de ir dirigida a la prevención de los impactos negativos sobre los ecosistemas. Esto se basa en los conceptos tanto de preservación y restauración del entorno, como en los de disponibilidad y accesibilidad al uso racional y sostenible del agua.

Todas las instalaciones industriales de Repsol YPF cuentan con sistemas de depuración de aguas residuales.

A pesar de la mejora experimentada en algunos contaminantes en 2003 se ha producido un aumento significativo en otros, particularmente sólidos en suspensión, sulfuros y fenoles, debidos a problemas técnicos puntuales, ya resueltos, en las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) del complejo químico de Tarragona y de la refinería de La Pampilla. Para interpretar adecuadamente la evolución de los contaminantes en los vertidos de Repsol YPF es importante tomar magnitudes unitarias o específicas, es decir, por unidad de producción. con ese criterio, los indicadores más relevantes utilizados son los vertidos específicos de hidrocarburos en las actividades de refino y exploración y producción y el de dco de química.

Lógicamente, la calidad de los vertidos líquidos no se evidencia únicamente en los controles analíticos periódicos que se realizan, sino también en la diversidad biológica de los medios receptores: la conservación y mejora de ésta es lo que justifica las cuantiosas inversiones dedicadas a la depuración de aguas residuales. Repsol YPF mantiene programas de vigilancia en el entorno de sus instalaciones marinas o puntos de vertido al mar, frecuentemente desarrollados por universidades o centros públicos de investigación, para garantizar que nuestras operaciones no tienen un efecto adverso sobre la vegetación y la fauna marina.

Eliminar adecuadamente el agua producida junto a los hidrocarburos en las actividades de Exploración y Producción. La solución considerada prioritaria por Repsol YPF es la reinyección del agua de producción en el yacimiento, contribuyendo de ese modo además al mantenimiento de la presión en el mismo y del caudal de hidrocarburos producidos.

En 2003 se ha producido un ligero incremento del agua producida (+1,82%) respecto a 2002 debido a la progresiva maduración de los yacimientos y una disminución del agua inyectada (-3,65%)

Prevención de la contaminación marina. La minimización del riesgo de accidentes y derrames en el transporte marítimo de líquidos, particularmente petróleo crudo, es una prioridad para cualquier compañía del sector. A pesar de que Repsol YPF no posee flota de buques propios, adopta en la contratación de terceros rigurosos criterios de inspección y contratación (actividad conocida internacionalmente como *vetting*). En este ámbito, el objetivo fundamental es el cumplimiento de la normativa internacional y nacional en materia de seguridad marítima y prevención de la contaminación marina en todos aquellos buques que operen con la Compañía, transporten cargas de la misma y/o visiten sus terminales. Para ello, Repsol YPF dispone de procedimientos para identificar y erradicar los buques que no alcancen los estándares establecidos, mediante inspecciones preliminares y físicas y el examen y verificación de información procedente de fuentes contrastadas.

Por último, también las operaciones de producción "costa afuera" pueden causar un impacto en el medio marino. Un elemento esencial para su prevención es la realización de estudios de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para los nuevos proyectos

Gestión de los residuos y los suelos

Repsol YPF tiene como objetivo la mínima generación de residuos en la actividad productiva y comercial, como un aspecto importante de la gestión eficiente del negocio. Para ello, se

concentran los esfuerzos en llevar a cabo buenas prácticas de prevención y minimización que disminuyen la cantidad total de residuos generados. Un ejemplo de esto lo constituye la valorización de las tierras decolorantes agotadas en la planta de Especialidades de Palencia, mediante su incorporación a morteros de revestimiento.

La actividad industrial y comercial de Repsol YPF ha generado durante el año 2003, 252.584 toneladas de residuos peligrosos, un 10% menos que en el año 2002. Esta cifra incluye tierras impregnadas de hidrocarburos que resultan de remediación de los derrames producidos en áreas no pavimentadas o de pasivos históricos en operaciones de Exploración y Producción en Latinoamérica. En esta última categoría de residuos se ha seguido con la tendencia del año 2002 haciendo un esfuerzo muy importante en el área de Exploración y Producción en Latinoamérica y acometiendo la remediación de contaminaciones históricas como en el área de Quimare La Ceiba (Venezuela).

Las tierras empetroadas resultantes de estos programas son tratadas habitualmente mediante técnicas de bio-remediación en los propios yacimientos, para ser posteriormente devueltas al terreno o empleadas en la construcción de pistas.

INVERSIONES MEDIOAMBIENTALES

El proceso de planificación ambiental de Repsol YPF parte de la definición del Marco Estratégico de Referencia Medioambiental, documento elaborado anualmente y aplicable a un periodo de tiempo de cinco años en el que se muestra el contexto de las exigencias medioambientales a tener en cuenta, no solo en base a la legislación vigente sino atendiendo a aquella otra que se encuentra en fase de elaboración, así como las orientaciones medioambientales estratégicas de la Empresa y los compromisos y principios de ésta.

Repsol YPF realiza un seguimiento permanente de la normativa que se encuentra en fase de elaboración, analizando las repercusiones que cada futura norma puede tener en cada Línea de Negocio.

Tomando como base el Marco Estratégico de Referencia se procede a la elaboración del Plan Estratégico de Medio Ambiente (PEMA), en el cual se identifican y definen los objetivos y programas de actuación en Medio Ambiente que formarán parte del Plan Estratégico de la compañía.

La identificación de las acciones consideradas ambientales se realiza mediante la Guía de Costes Ambientales de Repsol YPF, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico de nuestra Compañía. No obstante, es preciso subrayar que esta es una tarea cada vez más compleja, dado que las tradicionales soluciones de “fin de línea” para reducir el impacto medioambiental progresivamente están dejando paso a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Además, numerosas inversiones en las refinerías y otros centros de la Compañía se considera que responden en parte a objetivos medioambientales, y se asigna un porcentaje ajustado a las características de cada proyecto; tal es el caso de diversas inversiones de ahorro y eficiencia energética y de calidad de productos.

Los criterios anteriores han sido empleados para consolidar la información requerida por la resolución de 25 de marzo de 2002 del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas (ICAC) de España, por la que se aprueban las normas para el reconocimiento, valoración e información de los aspectos medioambientales en las cuentas anuales. En las cuentas anuales de Repsol YPF puede encontrarse, por tanto, información relativa a activos, gastos e inversiones, contingencias, provisiones y actuaciones futuras de naturaleza medioambiental. (Ver Nota 22 de la Memoria Consolidada en el Anexo I de este Folleto).

Los gastos de naturaleza medioambiental registrados en el ejercicio 2003 han ascendido a 40 millones de euros. Entre las actuaciones llevadas a cabo hay que destacar aquéllas destinadas a la gestión del agua, la remediación de suelos y aguas subterráneas, la protección de la atmósfera y la gestión de residuos por importe de 13, 9, 8 y 7 millones de euros, respectivamente.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2003 destacan, en el ámbito de Refino, como en años anteriores, las requeridas para alcanzar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos exigida en la nueva normativa europea y argentina. Como proyectos singulares en este ámbito debe mencionarse el avance en el proyecto del mild hydrocracker de la refinería de Puertollano, actualmente en fase de construcción, con una inversión medioambiental en 2003 de 105 millones de euros lo que representa un 80% de la inversión realizada en el ejercicio en dicho proyecto. Asimismo cabe destacar el proyecto de Hidrodesulfuración Térmica de la refinería de La Coruña con una inversión medioambiental en 2003 de 42 millones de euros.

En el ámbito de Refino también han sido significativas las acciones de ahorro y eficiencia energética en España, que suman un total de 3,9 millones de euros. Asimismo, también en refino, dentro del ámbito de gestión del agua cabe señalar el proyecto para el control de rebose de balsas en la planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería de La Plata (Argentina), por un total de aproximadamente 6 millones de euros y el proyecto de remodelación del sistema de efluentes industriales de la refinería de Luján de Cuyo (Argentina), con una inversión de 2,2 millones de euros.

En el negocio de Química la actuación más relevante es el desarrollo del proyecto de Desulfuración de Humos del Equipo de Tratamiento Térmico del complejo de Tarragona, aún en curso, con una inversión de 13,8 millones de euros en el ejercicio 2003.

Respecto a Exploración y Producción, destaca como proyecto singular el de revamping para la optimización en la inyección de agua de producción en las operaciones del Bloque 16 en Ecuador. Este proyecto, aún en curso, ha requerido una inversión de 1,2 millones de euros en 2003 y tiene un carácter íntegramente medioambiental.

Las inversiones realizadas por Gas Natural en 2003 se han destinado fundamentalmente a la renovación de redes y acometidas, así como al mantenimiento de la certificación de la Gestión Medioambiental según la Norma ISO 14001. Dichas inversiones han ascendido a 7 millones de euros, aproximadamente (importe correspondiente a la proporción atribuible al Grupo).

INNOVACION Y TECNOLOGIA

Repsol YPF ha tenido presente desde su creación que la inversión en Tecnología es clave para mantener y mejorar su competitividad en los mercados en los que está presente. La Compañía incrementa su capacidad de innovación al ritmo de su crecimiento empresarial, optimizando y mejorando la calidad e impacto medioambiental de los procesos y productos actuales, manteniéndose alerta sobre la aparición de tecnologías que puedan cambiar las bases de la competencia y dedicando recursos a tecnologías propias que aportan ventajas a medio y largo plazo.

Para cumplir estos objetivos Repsol YPF dispone específicamente de una Unidad de Tecnología con centros operativos localizados en Móstoles (Madrid) con una plantilla de 350 personas y en La Plata (Argentina) con otras 70, y mantiene una importante política de colaboración con su entorno tecnológico con el objetivo de obtener resultados de forma más eficiente en coste y plazo.

Adicionalmente, existen diversas unidades con un número más reducido de recursos tecnológicos que dependiendo de las Unidades de Negocio, les apoyan en sus actividades del día a día y en la asistencia técnica a clientes. Todos estos esfuerzos totalizan en 2003 un valor monetario de 134 millones de euros.

El nuevo Centro de Tecnología

En noviembre de 2002 Repsol YPF inauguró su nuevo Centro de Tecnología, a la altura de los mejores complejos tecnológicos de los sectores energético y petroquímico a nivel internacional y un claro reflejo de la apuesta decidida de la Compañía por la tecnología.

El nuevo complejo tecnológico, ubicado en la localidad de Móstoles (Madrid), ha agrupado todas las instalaciones de la compañía dedicadas a I+D+i (investigación, desarrollo, innovación) y asistencia técnica que estaban dispersas por España. Comparte campus con el Instituto Superior de la Energía, también promovido por Repsol YPF y primer centro de formación de post-grado del país en el sector energético, que en este curso cuenta con más de un centenar de alumnos de cursos Master de los que la mitad proceden de países latinoamericanos, más varios centenares que realizan cursos de menor duración. La inversión en todo el complejo se ha acercado a los 200 millones de euros.

Actividades

a) Upstream

En Exploración y Producción los proyectos se orientan principalmente a incrementar el conocimiento sobre los sistemas de evaluación de las reservas de petróleo y gas, la recuperación final de los campos, incluyendo tecnologías no convencionales basadas en métodos biológicos, y la reducción de los costes de operación.

Se mantiene un crecimiento sostenido de la actividad en el área medioambiental, centrada tanto en la minimización del impacto ambiental de las operaciones como en la evaluación proactiva de nuevas tecnologías ligadas a la mitigación del cambio climático; en este último campo la Compañía se asoció a una Organización Internacional integrada por empresas del área energética.

b) Downstream

Es relevante el análisis de tecnologías disponibles para establecer el diseño de operación más eficaz para el cumplimiento de la Directiva Europea respecto a especificaciones de combustibles; actualmente se encuentran en ejecución las inversiones necesarias para poner a disposición del mercado tales productos, con anticipación a lo reglamentado.

Repsol YPF pone a disposición del mercado, de acuerdo a decisiones estratégicas, productos diferenciados, tales como gasóleos y gasolinas de alta calidad y biofuels de base vegetal. Adicionalmente, desarrolla gasolinas y lubricantes de alta tecnología para motocicletas que se usan en el Campeonato del Mundo.

Repsol YPF participa en el proyecto CUTE que evalúa por primer vez el uso del hidrógeno en flota de autobuses urbanos equipados con una nueva generación de fuel-cells. La Estación de Servicio de demostración inaugurada en abril del 2003 es la primera en Europa con reformado de gas natural.

En su compromiso con el medioambiente, Repsol YPF ha desarrollado y validado el uso para diferentes aplicaciones de ceras y parafinas a partir de plásticos residuales y la producción de un lubricante biodegradable de altas prestaciones.

En Petroquímica, el desarrollo de tecnología propia durante la última década ha permitido el acceso a mercados reservados a sólo unas pocas compañías en todo el mundo. Destacan los procesos para la producción de óxido de propileno y de cauchos hidrogenados, así como la tecnología de plásticos para agricultura. Hoy se continúa investigando para mejorar estos procesos y productos y también sobre nuevos catalizadores para la obtención de especialidades de poliolefinas de mayor valor añadido; ha quedado establecida la viabilidad a escala de planta industrial para la aplicación en filmes de uno de estos catalizadores.

Es importante destacar la planta industrial de tecnología propia de óxido de propileno – estireno, recientemente puesta en operación. Este complejo industrial ha operado de forma continua y optimizada por encima de su capacidad de diseño, estando prevista la ampliación de su capacidad con la incorporación de nuevas mejoras de desarrollo propio.

En Gas y GLP, merece citarse la mejora continua de las redes de distribución y las instalaciones de envasado de butano y propano, la labor de homologación de la seguridad de los aparatos de consumo y la búsqueda de nuevas aplicaciones de estos combustibles. Está en desarrollo un sistema totalmente novedoso para la detección y localización de fugas en canalizaciones enterradas y nuevas aplicaciones para operaciones agrícolas que las hacen más respetuosas con el medio ambiente.

Los sistemas de optimización logística desarrollados recientemente se están diseminando en todas las situaciones geográficas y de negocio, más allá de lo inicialmente previsto (redes discretas).

Proyecto de Extracción de Fuel del Prestige

En febrero de 2003, el gobierno español designó a Repsol YPF (que con anterioridad a la designación no tenía relación alguna ni con el buque ni con la carga descritos más abajo) para diseñar un proyecto con el que solventar los problemas originados por el hundimiento del petrolero Prestige cerca de la costa noroeste española, a casi 4.000 metros de profundidad. Repsol YPF ha formado un equipo de trabajo compuesto por más de 40 personas, que cuenta con el apoyo de todas las unidades de tecnología de Repsol YPF y de su Centro Tecnológico en Móstoles. Adicionalmente, Repsol YPF ha establecido un Comité Técnico para evaluar dicho proyecto con diferentes compañías que cuentan con experiencia en aguas profundas, tales como BP, ENI, Petrobras, Statoil y TotalFinaElf. Este Comité ha emitido ciertas recomendaciones y ha propuesto un plan de acción, con un calendario y un presupuesto estimado, que tendría lugar en el verano de 2003. El 24 de abril de 2003, el Ministerio de Ciencia y Tecnología, la Sociedad de Salvamento y Seguridad Marítima y Repsol YPF, alcanzaron un acuerdo de cooperación para llevar a cabo el proyecto.

Desde finales de junio de 2003, Repsol YPF inició las pruebas de acogida de los ROVs mejorados, se sellaron todas las fugas y se completaron los estudios geotécnicos del fondo sobre el que el pecio estaba situado y de los alrededores, así como la medición del volumen de fuel en cada tanque para verificar la cantidad remanente. Todas estas operaciones, que se completaron en la segunda quincena de agosto de 2003, fueron novedosas y exitosas, estableciendo un hito para la intervención en operaciones con naufragios en aguas profundas. Las pruebas de los equipos de extracción se realizaron en varias fases y, en octubre de 2003, se recuperaron con éxito las primeras 125 toneladas de fuel. Tras el fin del periodo de prueba, se ha otorgado a Sonsub el contrato para la recuperación completa del fuel en el verano de 2004.

IV.3.4 Litigios o arbitrajes

La Dirección de la Sociedad considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles o administrativos en los que se hallen incurso la Sociedad, las empresas de su Grupo o quienes ostenten 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 al equilibrio patrimonial, a la solvencia o a las actividades de la Sociedad o del Grupo en su conjunto.

No obstante, en relación con las situaciones litigiosas que afectan al Grupo Repsol YPF, resulta destacable lo siguiente:

España

En 1993, como consecuencia de una posible fuga de producto en un tanque de una estación de servicio, el Juzgado de Instrucción nº 3 de Coslada inició de oficio la incoación de Diligencias Previas por un presunto delito contra la salud pública y el medio ambiente contra el gestor de la estación de servicio, dos empleados de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (“RCPP”) y otros dos de CLH, figurando como responsables civiles CLH, RCPP y la Estación de Servicio San Fernando (“ES San Fernando”), propiedad de RCPP. La compañía aseguradora de la responsabilidad civil del Grupo Repsol YPF (Mussini) ha aportado una fianza de 1.262.125,42 euros, cantidad a la que, según el informe técnico aportado por la Fiscalía, ascenderán aproximadamente los gastos de descontaminación. Asimismo, existe un acuerdo entre RCPP y CLH en cuya virtud compartirán al 50% toda responsabilidad que se derive del siniestro. De los datos existentes sería razonable pronosticar el archivo de las diligencias o la absolución de los empleados de RCPP y CLH.

Por este mismo suceso, los titulares de la finca colindante a la estación de servicio han presentado una demanda contra ES San Fernando, RCPP y CLH en reclamación de 148,20 euros por cada día que duren las obras de descontaminación, y de 2.700.000 euros por la pretendida frustración de una supuesta operación urbanística. Este procedimiento se encuentra suspendido por la concurrencia con las diligencias penales anteriores y, al igual que en el procedimiento anterior, resulta razonable pronosticar la desestimación de las pretensiones de los demandantes.

Como consecuencia del accidente ocurrido el 14 de agosto de 2003 en el Complejo Industrial de Puertollano el Juzgado de Instrucción nº 1 inició la incoación de las Diligencias Previas nº 713/2003, las cuales se encuentran en fase de instrucción. En dichas Diligencias Previas, entre otras actuaciones, han prestado declaración numerosas personas, tanto del propio Complejo Industrial como de empresas auxiliares, y se han aportado numerosos informes, incluido el informe de la investigación del accidente elaborado por técnicos de la empresa y delegados de prevención, así como un dictamen pericial solicitado por el Juez Instructor

Argentina

- a) En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Gobierno Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones que YPF mantenía al 31 de diciembre de 1990. El Decreto N° 546/93, relativo a la Ley de Privatización estableció ciertas limitaciones en cuanto a que el Gobierno Argentino asumiese los costes soportados por YPF en concepto de servicios jurídicos para la defensa de las obligaciones antes mencionadas. El Gobierno Argentino se hará cargo de dichos costes siempre y cuando las retribuciones pactadas en los contratos sean fijas y no dependan del importe de las reclamaciones efectuadas. YPF está obligada a mantener informado al Gobierno Argentino sobre cualquier reclamación contra YPF derivada de las obligaciones asumidas por el Gobierno Argentino. En determinadas reclamaciones relacionadas con actos

o sucesos anteriores al 31 de diciembre de 1990, YPF ha sido requerido para anticipar el pago de los importes establecidos en determinadas decisiones judiciales. YPF considera que ostenta el derecho a ser reembolsado por estos pagos por la República Argentina.

- b) YPF ha sido demandada por ex-empleados cuya relación laboral cesó con motivo de la privatización. Repsol YPF entiende que se han constituido provisiones suficientes para esta contingencia. Repsol YPF no considera que el resultado de estas reclamaciones pueda tener un efecto material adverso en su posición financiera o en los resultados futuros de sus operaciones.
- c) En enero de 2003, Candlewood Timber Group LLC, filial de Forestal Santa Bárbara S.R.L. (“FSB”), demandó ante los Tribunales de Delaware, Estados Unidos, a Pan American Energy LLC (“PAE”), operador de la *joint venture* (en la que YPF participa en un 22,5%) que gestiona la actual concesión de explotación en el área de Acambuco, provincia de Salta. El demandante reclama daños a su negocio de reforestación en la citada área, derivados, entre otros factores, de la presunta poda incontrolada de vegetación forestal y destrucción de miles de árboles de hoja caduca. Caso de que la reclamación fuera estimada y salvo negligencia grave del operador, YPF sería considerada responsable en proporción a su participación en la *joint venture*. El demandante también solicita que la *joint venture* asuma la realización de actividades de remediación medioambiental. El importe de la reclamación aun no ha sido determinado, si bien el 7 de enero de 2002 PAE recibió una comunicación de FSB reclamando 50 millones de pesos argentinos. El Tribunal de Delaware ha declarado que no tiene jurisdicción sobre el asunto, decisión que ha sido apelada por la parte actora.
- d) En diciembre de 2002, YPF presentó una acción declarativa de certeza ante un Tribunal federal argentino solicitando aclaraciones respecto de la incertidumbre generada por las opiniones y manifestaciones de diversos organismos de asesoramiento oficial que dictaminaban que el derecho del que goza la industria hidrocarburífera respecto de la libre disponibilidad de hasta un 70% de las divisas procedentes de exportaciones de hidrocarburos, establecido en el Decreto N° 1589/89, había sido implícitamente derogado por el nuevo régimen cambiario establecido por el Decreto N° 1606/02. El 9 de diciembre de 2002, YPF obtuvo una medida cautelar que ordenaba al Gobierno Argentino, al Banco Central de la República Argentina y al Ministro de Economía, abstenerse de dictar cualquier acto que interfiriera en el acceso y uso por YPF del 70% de las divisas procedentes de sus exportaciones de hidrocarburos. Con posterioridad a la publicación del Decreto N° 2703/02, YPF amplió su demanda de aclaración para que fuera resuelta cualquier duda que dicho precepto pudiera plantear. El 1 de diciembre de 2003, la Cámara Federal de Apelaciones resolvió que el Decreto N° 2703/02, que permitía a las compañías del sector petrolero y gasista mantener en el exterior hasta un 70% de los ingresos de las exportaciones, había tornado innecesario el mantenimiento de la medida cautelar. En cualquier caso, la decisión de la Cámara Federal no tenía pronunciamiento alguno respecto de la disponibilidad de la exención a convertir los ingresos de operaciones de exportación realizadas por compañías gasistas y petroleras en moneda nacional. El 15 de diciembre de 2003, YPF presentó una moción para clarificación, solicitando al tribunal para que aclarara si la exención estaba disponible para las compañías petroleras y gasistas durante el periodo comprendido entre la fecha de emisión del Decreto 1606/01 y la del Decreto 2703/02. El 6 de febrero de 2004, la Cámara de Apelaciones desestimó la moción de YPF, indicando que las provisiones del Decreto 2703/02 eran suficientemente claras y confirmó el levantamiento de la medida cautelar que prohibía al Banco Central y al Ministro de Economía interferir en el acceso de YPF a los ingresos en divisas. El 19 de febrero de 2004, YPF presentó una apelación extraordinaria ante el la Corte Suprema de Justicia contra la desestimación de la moción por la Cámara Federal de Apelaciones y solicitó el reestablecimiento de la medida cautelar frente al Banco Central y el Ministro de Economía.

- e) Distintas provincias han efectuado reclamaciones con relación a la liquidación de regalías hidrocarburíferas practicadas tras la entrada en vigor de la ley de Emergencia Pública (Ley 25.561) y normas complementarias, cuestionando los tipos de cambio aplicados por los productores de petróleo, entre ellos YPF, en la liquidación de regalías. YPF llegó a un acuerdo transaccional con las provincias de Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Mendoza, homologado por la Secretaría de Energía de Argentina, dando por terminados los reclamos. No se pudo llegar a un acuerdo con las provincias de Salta y Tierra del Fuego.
- f) En octubre de 2002 se notificó una demanda interpuesta por Autogas, S.A. frente a Repsol YPF Gas, S.A. e YPF. La contestación a la demanda se presentó el 12 de diciembre de 2002 y desde entonces no se ha producido ninguna otra actuación procesal. Autogas, S.A. reclama daños por un importe aproximado de 117 millones de pesos argentinos, por un alegado ejercicio por YPF de posición dominante en el mercado de GLP, alegado incumplimiento de contrato y violación de la ley de marcas durante el periodo comprendido entre 1994 y 1997. La Sociedad considera que la demanda carece de fundamento sustancial y que los documentos presentados en el proceso no habrían demostrado por ahora la relación de causalidad entre las alegadas conductas y el daño invocado
- g) En mayo de 2002, el Centro de Retirados de la Armada Nacional demandó a Repsol YPF reclamando que se condenara al demandado a remediar el supuesto perjuicio ecológico que habría causado la actividad de la refinería La Plata en las aguas del Río de la Plata, Río Santiago, y Pluma Río Santiago. En la demanda se estima el costo de la remediación en aproximadamente 1.391 millones de dólares. YPF considera que la mayor parte de los daños medioambientales alegados por el actor, caso de resultar probados, serían debidos a actuaciones llevadas a cabo con anterioridad a la privatización de YPF y, por lo tanto, serían responsabilidad exclusiva del Gobierno argentino conforme a la Ley de Privatización de YPF. Cabe observar que si bien la demanda aparece como dirigida contra Repsol YPF, en realidad se considera que se trata de un error y que el reclamo es contra YPF. La demanda fue interpuesta el 22 de mayo del 2002, sin que hasta la fecha se haya procedido a su notificación.
- h) En abril de 2002, la Subsecretaría de Energía de la provincia de Neuquén, impuso a YPF, una multa de 27 millones de pesos argentinos, incluyendo intereses y multa por exceso de aventamiento del gas producido en los yacimientos Loma La Lata, Cerro Bandera y Filo Morado, durante los años 1995 a 1997. YPF apeló la sanción. El Subsecretario de Energía de Neuquén mediante disposición de 31 de octubre de 2003 redujo el monto de la sanción a 701.263 pesos argentinos, importe éste que fue cancelado.
- i) EDF Internacional S.A. (“EDF”), inició en julio de 2002 un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional en el que demanda a Endesa Internacional S.A., Repsol YPF e YPF. En dicho proceso arbitral se reclama que Repsol YPF e YPF sean condenadas solidariamente a pagar a EDF Internacional S.A. la suma 69 millones de dólares. El actor basa su reclamación en que, bajo el contrato de compraventa de acciones de las sociedades Electricidad Argentina, S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte, S.A., suscrito el 31 de marzo de 2001 entre Endesa Internacional, S.A. y Astra Compañía Argentina de Petróleo, S.A., como vendedores, y EDF, como comprador, EDF tendría derecho a una revisión del precio de producirse la desvinculación del tipo de cambio oficial del peso argentino con el dólar estadounidense antes del 31 de diciembre de 2001. YPF considera que la desvinculación no se produjo hasta enero de 2002 y que, por tanto, EDF no tiene derecho a la pretendida revisión. Asimismo, YPF ha presentado una reconvencción contra EDF por importe de 13.850.000 dólares en concepto de revisión del precio de venta. YPF considera que la reclamación de EDF carece de fundamento sustancial. Durante el año 2003, el Tribunal

arbitral ha tramitado la defensa de jurisdicción planteada por Repsol YPF, basada en el hecho de que no fue parte del contrato de compraventa de acciones suscrito por Astra Compañía Argentina de Petróleo, S.A.. Se espera que el Tribunal arbitral decida sobre esta concreta cuestión en el transcurso de los próximos meses.

- j) YPF fue demandada en Argentina por la Confederación indígena Neuquina, la Agrupación Mapuche Paynemil, Lof Comunidad Kaxipay y 95 personas individuales por un importe de 457.081.000 dólares en reclamación de daños y perjuicios por supuestas responsabilidades contractuales e hipotéticos daños ambientales y perjuicios personales derivados de la actividad de YPF en la región de Loma La Lata en la Provincia de Neuquén, Argentina. Los demandantes han reclamado sobre el importe total de la demanda un valor de 306.981.000 dólares para fines de remediación. YPF ha notificado esta reclamación al Gobierno argentino conforme a la Ley de Privatización. La sociedad considera que la demanda carece de fundamento sustancial.
- k) El 17 de noviembre de 2003, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) decidió -en el marco de una investigación iniciada de oficio- solicitar explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF. Los hechos preliminarmente imputados a las compañías productoras, y sobre los cuales se les solicitó explicaciones, son: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato entre la YPF estatal 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 Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones y la CNDC deberá decidir: (i) aceptar las explicaciones, o (ii) instruir el sumario. En el escrito de explicaciones, YPF manifestó que las cláusulas contractuales cuestionadas no tienen un fin anticompetitivo, y no afectan el interés económico general. Asimismo, se resaltó la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación.
- l) En octubre de 2002, YPF ha sido notificado de las denuncias de vecinos de una estación de servicio de YPF por las que se reclaman aproximadamente 21 millones de dólares por los daños supuestamente derivados de una fuga de producto de dicha estación de servicio.
- m) La Resolución de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) N° 189/99, ordenó iniciar una investigación para comprobar si la conducta de abuso de posición dominante sancionada ocurrida durante el período comprendido entre 1993 y septiembre de 1997, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC dio por concluida la investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante el período mencionado previamente. Con fecha 20 de enero de 2004, YPF presentó un descargo: (i) oponiendo las defensas previas de prescripción y defectos en la forma de la imputación (ausencia de mayoría en la resolución que decidió la imputación y pre-juzgamiento por parte de los firmantes de la misma); (ii) argumentando la ausencia de abuso de posición dominante; y (iii) ofreciendo la prueba correspondiente. Entre los argumentos de peso vertidos en el descargo, se sostuvo (y se ofreció prueba en tal sentido) que no hubo restricción de la oferta de gas licuado de petróleo (GLP) en el mercado interno por parte de YPF, y que -durante el período investigado- la totalidad de la demanda interna de GLP podría haber sido abastecida por la producción de los competidores de YPF, por lo que la participación de mercado de YPF no puede calificarse de posición dominante. En cuanto a la defensa de prescripción, cabe mencionar que la misma debería prosperar conforme el criterio sentado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa seguida contra YPF por abuso de posición dominante en el mercado del GLP durante el período 1993/1997, de acuerdo al cual el plazo

de prescripción de las infracciones administrativas (investigadas en el marco de la Ley 22.262) como las imputadas a YPF, es de dos años. YPF sostiene que la ley aplicable a la causa es la Ley 22.262, y no la nueva Ley de Defensa de la Competencia (N° 25156), ya que la conducta imputada tuvo lugar antes del 29 de septiembre de 1999, fecha en que comenzó a tener vigencia esta última. YPF presentó recursos de queja ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico: (i) el 29 de julio de 2003, ante el rechazo por parte de la CNDC del pedido de nulidad de la resolución que dispuso la apertura del sumario, sin resolver con carácter previo la prescripción opuesta por YPF y (ii) el 4 de febrero de 2004, ante el rechazo por parte de la CNDC del pedido de nulidad de la resolución que dispuso la imputación por falta de mayoría y pre-juzgamiento. Asimismo, YPF volvió a agravarse por la no resolución de la cuestión previa de prescripción oportunamente planteada.

- n) El 7 de noviembre de 2003, los entonces Diputados Nacionales Arturo Lafalla, Ricardo Falu y otros, formularon ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC), una denuncia contra YPF por abuso de posición dominante en el mercado del GLP a granel durante los años 2002 y parte del 2003. La conducta denunciada, consiste en vender GLP a granel en el mercado interno a precios superiores a los de la paridad de exportación, restringiendo la disponibilidad de producto en el mercado interno. La denuncia se basa en información errónea, y llega por ende a conclusiones incorrectas. El 15 de diciembre de 2003, la CNDC decidió dar traslado de la denuncia a YPF, y solicitarle explicaciones en los términos del Art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia. El 21 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones correspondientes fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia, y la CNDC deberá decidir: (i) aceptar las explicaciones, o (ii) instruir el sumario. Entre los argumentos de peso vertidos en las explicaciones, se sostuvo que no hubo restricción de la oferta de GLP en el mercado interno por parte de YPF, y que -durante el período investigado- la totalidad de la demanda interna de GLP podría haber sido abastecida por la producción de los competidores de YPF, por lo que la participación de mercado de YPF no puede calificarse de posición dominante.
- o) Con fecha 29 de marzo del 2004 la Provincia del Neuquén notificó una demanda, de monto indeterminado, dirigida contra YPF, mediante la que reclama el pago de indemnizaciones por servidumbres sobre tierras fiscales provinciales que forman parte de determinadas áreas otorgadas a YPF como permisionaria o concesionaria de derechos de explotación de hidrocarburos. Asimismo, reclama la indemnización por el uso de materiales de tercera categoría sosteniendo que YPF las habría extraído de tierras fiscales y por pérdida de chance por la supuesta interferencia en el yacimiento Loma La Lata de las actividades de YPF respecto del desarrollo de obras de regadío que sostiene se ha visto afectadas. YPF contestó la demanda, solicitando el rechazo de la misma, en base a que los Art. 66 y 67 de la Ley 17.319 y art. 158 del Código de Minería, establecen la gratitud de tales servidumbres. También ha sostenido que los materiales de tercera categoría existentes en tierras fiscales, son de aprovechamiento común, en la medida en que la Provincia no haya otorgado derechos a terceros sobre los mismos. Y en cuanto a la supuesta interferencia con el desarrollo de obras de regadío, YPF sostuvo que el ejercicio regular de los derechos de servidumbres implica restricciones al dominio de los propietarios, sin que además este reclamo se vea sustentado por elementos probatorios incorporados al expediente.
- p) El 20 de abril de 2004 YPF recibió la notificación de una demanda arbitral interpuesta por CMS ENSENADA S.A. contra YPF. La demanda se interpone dentro del marco del contrato de suministro de energía eléctrica y vapor a la Refinería La Plata celebrado el 16 de agosto de 1995 por YPF con Energía y Vapor S.A. - CMS Ensenada S.A., UTE (luego sucedida por CMS ENSENADA S.A.). La actora reclama el pago del suministro de la energía eléctrica y el vapor provistos a YPF en la moneda originalmente pactada (US\$ estadounidenses) y no en pesos argentinos. Sostiene que es inconstitucional la "pesificación" de las obligaciones en moneda extranjera dispuesta por la Ley de Emergencia. En subsidio

plantea una cuestión de equidad. Se está preparando la contestación de demanda y recabando información a esos fines.

Estados Unidos

La siguiente relación constituye una breve descripción de ciertas posibles responsabilidades medioambientales y de otro tipo de Maxus Energy Corporation ("Maxus", filial de YPF que pasó a ser filial indirecta de Repsol YPF tras la adquisición de YPF) y que, principalmente, traen causa de la venta en el año 1986 de la antigua filial de productos químicos de Maxus, Diamond Shamrock Chemicals Company ("Chemicals"), a una filial de Occidental Petroleum Corporation ("Occidental"). En virtud del contrato de compraventa de acciones, celebrado con ocasión de dicha venta, Maxus asumió determinadas responsabilidades derivadas de operaciones anteriores de Chemicals.

Adicionalmente, de conformidad con el contrato de compraventa de acciones de Chemicals, Maxus está obligada a indemnizar a Chemicals y Occidental por el 50% de ciertos costes medioambientales incurridos en proyectos de remediación relativos a los terrenos de plantas químicas y otras propiedades utilizadas en el desarrollo de las actividades de Chemicals en septiembre de 1986 y por un periodo de tiempo tras dicha fecha en relación con condiciones, hechos o circunstancias descubiertas por Chemicals y notificadas por escrito antes del 4 de septiembre de 1996, con independencia de la fecha en que Chemicals incurra en dichos costes o notifique los mismos, hasta un máximo de responsabilidad de 75 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2003 el total abonado por Maxus en virtud de este acuerdo ascendía a 64,2 millones de dólares. El resto ha sido debidamente provisionado.

Tierra Solutions Inc. ("Tierra", filial de YPF) ha asumido prácticamente la totalidad de las anteriores obligaciones de Maxus frente a Occidental en relación con Chemicals.

A 31 de diciembre de 2003, Maxus había establecido reservas por un importe aproximado de 66,3 millones de dólares para cubrir todas las contingencias medioambientales relevantes relacionadas con las responsabilidades medioambientales asumidas en virtud del referido contrato de compraventa. Maxus considera que tales reservas son adecuadas para cubrir todas las contingencias relevantes hasta el punto en que las mismas pueden ser estimadas razonablemente. No obstante, cambios en las circunstancias actuales, incluyendo la determinación de daños al medioambiente, podrían incrementar en el futuro tales responsabilidades.

- a) En virtud de un acuerdo transaccional entre la *U.S. Environmental Protection Agency* ("EPA"), el *Department of Environmental Protection and Energy* de New Jersey ("DEP") y Occidental, como sucesor de Chemicals, aprobado en 1990 por el *United States District Court of New Jersey*, se requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta química de Chemicals en Newark, New Jersey. El diseño fue aprobado por la "EPA" en 1998. La construcción fue substancialmente terminada a principios del año 2002. La instalación está en fase de optimización y se espera que continúe durante el 2004. Este trabajo está siendo supervisado y financiado por Tierra de conformidad con la obligación de indemnizar a Occidental mencionada con anterioridad. Maxus ha provisionado en su totalidad los costes estimados para completar la fase de optimización y para, posteriormente, desarrollar las correspondientes actividades de operación y mantenimiento, a un coste medio de aproximadamente 1 millón de dólares anuales, durante un periodo de 9 años desde el 1 de enero de 2004.
- b) En septiembre de 2002 Occidental presentó en la Corte Estatal de Dallas (Texas) una demanda pidiendo se declarara la obligación de Maxus y Tierra, de acuerdo con el contrato de venta de las acciones de Chemicals, de defender e indemnizar a Occidental frente algunas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo algunas reclamaciones asociadas con la

fabricación de *Agent Orange* y cloruro de vinilo monómero, no obstante el hecho (a) de que dicho contrato de venta establece una fecha de corte de 12 años para defensas e indemnidades en relación con la mayor parte de los litigios y (b) de que Tierra no es parte de dicho contrato. Maxus y Tierra consideran que la reclamación de Occidental carece de fundamento sustancial. En relación con lo anterior el Tribunal Supremo de los Estados Unidos confirmó en junio de 2003 una sentencia del Tribunal Federal de Apelaciones que estableció que el acuerdo de 1984 de las reclamaciones de veteranos de la guerra de Vietnam no impide a determinados veteranos interponer reclamaciones por daños debidos a la exposición al *Agent Orange*. Si bien Maxus considera que hay un número de defensas válidas frente a cualquier reclamación que pudieran interponer los veteranos de la guerra de Vietnam que no están obligados por los términos del acuerdo de 1984, también considera que Occidental es responsable por cualquier demanda judicial relativa al *Agent Orange* presentada con posterioridad al 4 de septiembre de 1998, fecha de corte.

- c) Ciertos estudios han indicado que sedimentos de la cuenca de la bahía de Newark, incluyendo el río Passaic adyacente a la antigua planta de Chemicals en Newark, están contaminados con sustancias químicas peligrosas procedentes de muy diversas fuentes. Estos estudios sugieren que los sedimentos más antiguos y más contaminados situados en las proximidades de la antigua planta de Newark, por lo general, están enterrados bajo otros residuos y sedimentos más recientes. Tierra está realizando pruebas y estudios adicionales en virtud de un acuerdo con la “EPA” para clasificar los sedimentos y biota contaminados, así como la estabilidad de los sedimentos, en un tramo de seis millas del río Passaic próximos a la ubicación de la planta. Maxus espera terminar estas pruebas y estudios durante el año 2004 por un coste aproximado, desde el 31 de diciembre de 2003, de 7,9 millones de dólares, cantidad que ha sido totalmente provisionada. Maxus no puede pronosticar de forma razonable el programa de actuaciones que, en su caso, se podría proponer para el río Passaic o para la cuenca de la bahía de Newark y, por tanto, no puede estimar los costes adicionales en los que, en su caso, debería incurrir. No obstante, es posible que puedan ordenarse trabajos adicionales para el río Passaic, incluidas medidas provisionales de remediación.
- d) El 19 de septiembre de 2003 el “DEP” emitió un dictamen con el propósito de tratar los daños a los recursos naturales supuestamente resultantes de casi 200 años de desarrollo comercial e industrial de las 17 millas más bajas del río Passaic y parte de su cuenca. El dictamen fue notificado a 66 entidades aproximadamente, incluidas Maxus, Occidental y determinadas de sus filiales, y declara que las citadas entidades son responsables solidarias de los presuntos daños a los recursos naturales sin considerar la culpabilidad. Maxus y Tierra han presentado una contestación al dictamen en la que se recogen como estas entidades están cumpliendo con el dictamen y sus defensas al mismo.

Adicionalmente en noviembre de 2003, varios grupos medioambientales notificaron su intención (“Notice of Intent”) de demandar a Tierra, Maxus y otras compañías para reclamar “la mitigación de un inminente y sustancial peligro para la salud y el medioambiente” derivado de unos alegados vertidos procedentes de la antigua planta de Chemicals en Newark. El 13 de febrero de 2004, la “EPA” y Occidental suscribieron un “Administrative Order on Consent” (“AOC”) en virtud del cual Tierra, en nombre de Occidental, ha acordado realizar pruebas y estudios para clasificar los sedimentos y biota contaminados en la Bahía de Newark. Una vez se determine el plan de trabajo y los costes estimados de los estudios, se podrá realizar una provisión adecuada. Tierra y Maxus consideran que las consideraciones de los citados grupos medioambientales se han afrontado a través de mecanismos regulatorios existentes, incluyendo el “AOC”, y que el litigio es innecesario.

- e) Chemicals operó hasta 1972 una planta procesadora de cromo en Kerney, New Jersey. Según el “DEP” los residuos procedentes de estas plantas fueron utilizados como materiales de relleno en otros lugares del Condado de Hudson, New Jersey. Tierra, en virtud de un

acuerdo con Maxus, está desarrollando trabajos de investigación y remediación en algunos emplazamientos con residuos de mineral de cromo en Kerney y Secaucus, New Jersey. Si bien Tierra ha participado en los costes de los estudios y está implementando medidas provisionales de remediación y realizando investigaciones reparadoras del daño, el coste final de la remediación es incierto. A 31 de diciembre de 2003, Maxus ha provisionado 29,6 millones de dólares por el coste estimado de las investigaciones y de los trabajos de remediación a realizar. Adicionalmente, el “DEP” ha manifestado que espera que Occidental y Maxus participen junto con otros productores de cromo, en la financiación de ciertas actividades de remediación de algunos emplazamientos “huérfanos” localizados en el Condado de Hudson. A este respecto, tanto Occidental como Maxus han rechazado su participación en dichos emplazamientos, en relación con los cuales Maxus entiende que no existe prueba alguna de residuos generados por Chemicals.

- f) Chemicals ha sido también designada por la “EPA” como parte potencialmente responsable de acuerdo con el *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act* de 1980, respecto de un número de emplazamientos pertenecientes a terceros en los que, supuestamente, fueron abandonadas sustancias contaminantes producidas por la planta de Chemicals. Otras muchas personas han sido declaradas partes potencialmente responsables en relación con dichos emplazamientos. Chemicals no tiene riesgo conocido respecto de muchos de dichos emplazamientos. Aunque las partes potencialmente responsables son habitualmente responsables solidarias por los costes de las investigaciones, trabajos de limpieza y otros costes, cada parte tiene el derecho de reembolso frente a las otras partes y, en la práctica, la repartición de estos gastos suele establecerse “inter partes” contractualmente. No puede establecerse, en relación con algunos emplazamientos, los costes definitivos ni la participación de Chemicals en los mismos. A 31 de diciembre de 2003, Maxus ha provisionado aproximadamente 4,7 millones de dólares por su participación estimada en los costes relacionados con dichos emplazamientos.
- g) En febrero de 2001, la Autoridad del Puerto de Houston presentó una demanda contra distintos demandados, entre otros, Occidental, como sucesor de Chemicals, reclamando los daños causados en sus propiedades derivados de la supuesta contaminación procedente, entre otros emplazamientos, de la antigua planta de Chemicals en Greens Bayou. Tierra ha asumido la defensa de esta reclamación en nombre de Occidental. Si bien alguna de las sustancias contaminantes podrían haber sido fabricadas en la planta de Greens Bayou con anterioridad a su venta, Tierra y Maxus consideran que cualquier contaminación en las propiedades del Puerto que pudiera proceder de la planta de Greens Bayou tuvo lugar con posterioridad a la venta y transmisión de la propiedad de la planta. La reclamación ha sido resuelta con un pago inicial de 30 millones de dólares y otros compromisos, incluyendo un acuerdo para realizar actividades de remediación en varias propiedades cercanas. Se espera que los costes estimados para dicha remediación no superen los 80 millones de dólares. De conformidad con un acuerdo de reparto de costes entre los demandados, Tierra, en nombre de Occidental, abonó 6,3 millones de dólares, sujeto al acuerdo entre los demandados para arbitrar sus respectivas obligaciones en relación con dicha resolución. El arbitraje está previsto que se inicie durante la segunda mitad del 2004.
- h) Desde 1912 hasta 1976, Chemicals operó instalaciones de fabricación en Painesville, Ohio, en distintos emplazamientos pequeños y contiguos sobre un área aproximada de 1.300 acres. Históricamente, la principal zona de interés ha sido la antigua planta procesadora de cromo. En 1995, la *Ohio Environmental Protection Agency* (la “OEPA”) emitió su dictamen y recomendaciones finales ordenando la realización de un estudio de investigación y viabilidad sobre la zona de la antigua planta de Painesville, en el que Tierra ha aceptado participar. En marzo de 2002, Tierra remitió a la OEPA un informe de investigación sobre toda la zona. Tierra remitirá el estudio de viabilidad de forma separada. A 31 de diciembre de 2003, se ha estimado que los costes para completar dichos estudios ascienden aproximadamente a 0,6 millones de dólares. La sociedad ha provisionado su participación

estimada en dichos costes y una cantidad adicional de 0,6 millones de dólares para actividades de operación y mantenimiento en esta zona. En este momento no se puede determinar ni el alcance ni la naturaleza de las investigaciones o remediaciones adicionales que pudieran requerirse; no obstante, a medida que progresen los estudios, la sociedad valorará la situación del emplazamiento de la planta de Painesville y realizará las modificaciones en sus reservas que fueran necesarias. Tierra ha suscrito un acuerdo con un promotor para el posible desarrollo y utilización de todo o parte del emplazamiento. Dado que el promotor prosigue con sus planes de desarrollo, no existe certeza de que este emplazamiento pueda desarrollarse de forma exitosa o de que pueda tener un uso productivo.

Existen otras antiguas plantas de Chemicals en relación con las cuales Maxus ha acordado llevar a cabo, por cuenta de Occidental, trabajos de descontaminación que, en la apreciación de Repsol YPF, no tendrán un resultado relevantemente adverso en su posición financiera.

IV.3.5 Interrupciones de la actividad

De forma general, las actividades de Repsol YPF se han desarrollado normalmente sin que se hayan producido circunstancias que interrumpiesen aquellas con una incidencia importante sobre su situación financiera.

IV.3.6. Seguros

En línea con la práctica seguida por la industria, Repsol YPF asegura sus actividades y activos a nivel mundial. Entre otros, los riesgos asegurados son los de daños a la propiedad, interrupción de la actividad así como responsabilidad civil frente a terceros, surgidos del desarrollo de sus operaciones. Las pólizas de seguros de Repsol YPF también incluyen límites de indemnización y deducibles. Repsol YPF considera que su nivel de cobertura es, en general, apropiado para los riesgos derivados de su actividad.

El coste de las primas de seguros del Grupo Repsol YPF correspondientes a los ejercicios 2003, 2002 y 2001 ascendieron a 76, 62,7 y 66,1 millones de euros, respectivamente.

IV.4 INFORMACIONES LABORALES

IV.4.1 Plantilla media y su evolución en los últimos 3 años

La plantilla media del Grupo Repsol YPF, por categorías profesionales, durante los tres últimos años ha sido la siguiente:

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
Directivos	391	317	278
Jefes Técnicos	3.000	3.071	1.720
Técnicos	12.930	10.387	11.087
Administrativos	4.478	2.669	2.461
Operarios y subalternos	<u>16.711</u>	<u>16.158</u>	<u>15.098</u>
TOTAL	<u><u>37.510</u></u>	<u><u>32.602</u></u>	<u><u>30.644</u></u>

El desglose entre personal fijo y temporal ha sido el siguiente:

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
Fijos	34.577	29.933	26.948
Temporales	2.933	2.669	3.696
TOTAL	<u><u>37.510</u></u>	<u><u>32.602</u></u>	<u><u>30.644</u></u>

Las disminuciones en la plantilla media consolidada en los años 2002 y 2003 se han debido principalmente a la variación en el porcentaje de consolidación de Gas Natural. En las cifras de plantilla media se incluyen un total de 1.423 personas en 2003, 3.503 personas en 2002 y 6.125 personas en 2001 correspondientes a la participación del Grupo Repsol YPF en Gas Natural.

La plantilla total del Grupo Repsol YPF, a 31 de diciembre de 2003, ascendía a 31.121 empleados.

A continuación se recoge la distribución de la plantilla a 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 por áreas geográficas y segmentos de actividad:

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
España	18.997	16.038	16.197
Resto de Europa	423	472	465
Latinoamérica	14.796	13.350	14.164
Norte de Africa y Medio Oriente	173	96	142
Lejano Oriente	918	5	12
Resto del Mundo	145	149	141
Total	<u><u>35.452</u></u>	<u><u>30.110</u></u>	<u><u>31.121</u></u>

	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
Exploración y Producción	3.118	2.160	2.328
Refino y Marketing	20.838	20.391	20.529
Química	2.602	2.494	2.541
Gas y Electricidad	6.849	1.508	3.283
Otras áreas	2.045	3.557	2.440
Total	<u><u>35.452</u></u>	<u><u>30.110</u></u>	<u><u>31.121</u></u>

Seguidamente se detallan los movimientos de la plantilla en los ejercicios 2002 y 2003:

Plantilla a 31/12/2001	35.452
Movimientos año 2002	
Altas (1)	7.757
Cambio método consolidación G. Natural (2)	(4.983)
Bajas (1)	(8.307)
Variación perímetro consolidación	191
Plantilla a 31/12/2002	30.110
Movimientos año 2003	
Altas (1)	7.235
Bajas (1)	(6.094)
Variación perímetro consolidación	(130)
Plantilla a 31/12/2003	31.121

- (1) Se incluyen los contratos de carácter temporal como consecuencia, fundamentalmente, de la estacionalidad de determinadas actividades así como de las sustituciones por los períodos vacacionales del personal a turnos.
- (2) Desde finales de mayo de 2002, Gas Natural ha pasado a consolidar por el método de integración proporcional tras la venta del 23% de la participación de Repsol YPF en la sociedad. En el ejercicio 2001 y hasta mayo de 2002, Gas Natural consolida por integración global.

IV.4.2 Negociación colectiva

El 31 de diciembre de 2001 expiró el II Acuerdo Marco con los sindicatos más representativos en las empresas del Grupo Repsol YPF, ámbito España. El 11 de abril de 2002 se firmó un acuerdo, en el que las partes se comprometieron a dejar en suspenso el proceso negociador hasta el último trimestre del año. En septiembre de 2002, se acordó la aplicación del incremento salarial, que quedó fijado en el Índice de Precios al Consumo y se mantuvieron reuniones para la negociación del III Acuerdo Marco, alcanzándose un acuerdo en febrero de 2003. El III Acuerdo Marco tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2005, encontrándose afectadas aproximadamente 12.900 personas en España.

Es importante reseñar que este nuevo Acuerdo Marco no contempla ya la existencia de expedientes de regulación de empleo con baja de los trabajadores. No obstante, manteniendo el compromiso de Repsol YPF con la estabilidad en el empleo, en el proceso de adaptación de plantillas se ha acordado la utilización de la fórmula de jubilación parcial a la que pueden acceder voluntariamente los trabajadores con 60 o más años de edad. Esta figura permite la sustitución parcial, con trabajadores jóvenes, de los que opten por esta fórmula.

Repsol YPF negocia los convenios colectivos para cada una de sus filiales. Al amparo del III Acuerdo Marco y con el mismo periodo de vigencia, a lo largo del año 2003 se han ido renovando los distintos convenios colectivos de las principales empresas del Grupo en España.

La representación sindical en España está mayoritariamente cubierta por U.G.T. y CC.OO. Otros sindicatos con representación significativa son: C.T.I. (Confederación de Trabajadores Independientes), T.U. (Trabajadores por la Unidad), ELA-STV (Eusko Langileen Alkartasuna-Solidaridad de Trabajadores Vascos), SITRE (Sindicato Independiente de Trabajadores de Repsol Exploración), C.I.G (Confederación Intersindical Galega) y SIR-YPF (Sindicato Independiente Repsol YPF).

En Argentina, YPF cuenta con tres convenios aprobados en octubre de 2001 y julio de 2003, que regulan las condiciones de 3.326 empleados en las actividades de refino, producción, estaciones de servicio y GLP. En el caso de las tres primeras actividades, los convenios son de aplicación exclusiva a YPF y las negociaciones del mismo concluyeron exitosamente en el mes de octubre de 2001, teniendo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2004. Por lo que se refiere al convenio colectivo aplicable a las relaciones laborales de GLP, este rige para las diferentes empresas fraccionadoras de gas licuado y es negociado por la Cámara representativa de las mismas, con la debida participación de Repsol YPF Gas. El convenio, que fue aprobado en julio de 2003 y regirá hasta junio de 2006, destaca por la moderación en los costes.

En ambos casos se cumplen los objetivos de la compañía en su política de consolidación de las relaciones laborales.

Los empleados de YPF, S.A. se encuentran mayoritariamente representados por la Federación de Sindicatos Unidos Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPEH) y los empleados de Repsol YPF Gas, por la Federación Argentina de Petróleo y Gas Privados (FASP y GP).

En 2002, el gobierno argentino estableció regulaciones laborales de acuerdo con las cuales, aquellos empleados que fueran cesados sin motivo a lo largo de los 180 primeros días de 2002, recibirían el doble de la indemnización establecida por ley. La aplicación de estas regulaciones, encaminada a prevenir futuros incrementos del desempleo, ha sido extendida indefinidamente.

La evolución de los costes totales ha sido la siguiente:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Sueldos, salarios y asimilados	1.328	869	830
Cargas sociales	404	292	281
Total	1.732	1.161	1.112

Coste medio por empleado (miles de euros)	46,173	35,584	36,279

La reducción del coste medio por empleado en el ejercicio 2002 correspondió, básicamente, a la devaluación sufrida por el peso argentino.

Los gastos totales extraordinarios para reestructuración de plantillas ascendieron a 32, 54 y 103 millones de euros en los ejercicios 2003, 2002 y 2001, respectivamente. El importe de las provisiones por este concepto en dichas fechas asciende a 12, 17 y 65 millones de euros, respectivamente.

IV.4.3 Ventajas al personal: Planes y Fondos de Pensiones

Para algunos colectivos de trabajadores, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones, cuyas principales características son las siguientes:

- a) Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- b) 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 Repsol YPF existen Planes de Pensiones de aportación definida para los empleados de sus principales empresas (Repsol YPF S.A., Repsol Petróleo S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A., Repsol Exploración S.A., Repsol Química S.A., Repsol Butano S.A. y RYLESA).

En YPF existe asimismo un plan de pensiones de aportación definida para los empleados de sus principales sociedades (YPF, OPESSA y Repsol YPF Gas), donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un tope establecido. Debido al impacto económico que la crisis económica de Argentina tuvo sobre los fondos administrados por las compañías de seguros de retiro, YPF suspendió sus aportaciones a dichas compañías, si bien continuó efectuando las retenciones al personal, realizando las contribuciones oportunas y depositando los fondos preventivamente en cuentas de la compañía. Descartando los vehículos anteriores de administración de los planes, se decidió, como fórmula óptima, la constitución de un fideicomiso para las contribuciones realizadas por la compañía y un fondo común de inversión para las aportaciones de los empleados. Este último se registra ante la Comisión Nacional de Valores argentina.

Los trabajadores a tiempo completo de Maxus Energy Corporation (filial de YPF) 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 del Grupo Maxus. Las bases de cálculo de las aportaciones son una tasa de descuento del 6,25%, tasa esperada de retorno de activos 9%, tasa esperada de incremento de las compensaciones, entre 4,5 y 5,5% y tabla de mortalidad UP-94. Asimismo esta compañía otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente. Las cantidades a pagar por estos conceptos se devengan a lo largo del servicio activo del trabajador. En relación con estos programas en 2003 y 2002 se ha registrado un gasto extraordinario de 27 y 41 millones de euros, respectivamente, para cubrir la diferencia entre la provisión existente y las prestaciones garantizadas.

El coste anual de los planes de pensiones y obligaciones similares se incluye en las cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas bajo el epígrafe “Gastos de personal – cargas sociales” y ha ascendido en 2003, 2002 y 2001 a 24, 25 y 26 millones de euros, respectivamente. Dentro del epígrafe de “Gastos financieros” se han incluido 0,1, 0,4 y 0,7 millones de euros en 2003, 2002 y 2001, respectivamente, en concepto de actualización financiera de las provisiones existentes al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

IV.4.4 Incentivos a medio y largo plazo

Desde el año 2000 el 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 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 este programa 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.

Los distintos programas de incentivos vigentes son los siguientes:

Planes de incentivos ligados a la revalorización de la acción de Repsol YPF

El devengo de estos incentivos está ligado a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo en cada una de las fechas en que los derechos son ejercitables. Los beneficiarios de estos planes tienen derecho a una compensación en metálico en función de la revalorización de las acciones de Repsol YPF, S.A. en el Mercado Continuo de las bolsas de valores españolas, con respecto a unos valores específicos y del número de títulos recibidos.

• ***Incentivo 2000***

El importe a percibir por los beneficiarios de este plan se estructura en dos tramos del siguiente modo:

- En el primer tramo, integrado por un total de 1.808.265 títulos, los beneficiarios tienen derecho a la percepción de un importe en efectivo resultante de multiplicar el número de títulos asignados a cada uno por la diferencia, si existiese, entre el valor de cotización de mercado de las acciones de Repsol YPF, S.A. en el Mercado Continuo de las bolsas de valores españolas y el valor de referencia tomado, que es de 16,40 euros.

- En el segundo tramo, integrado por un total de 1.808.265 títulos, los beneficiarios tienen derecho a la percepción de un importe en efectivo resultante de multiplicar el número de títulos asignados a cada uno por la diferencia, si existiese, entre el valor de cotización de mercado de las acciones de Repsol YPF, S.A. en el Mercado Continuo de las bolsas de valores españolas y el valor de referencia tomado, que es de 24,60 euros.

Este derecho será ejercitable de la siguiente forma y en las siguientes fechas:

- A partir del 1 de marzo de 2002 los beneficiarios pueden ejercitar hasta 1/3 de los derechos de cada tramo que les correspondan.

- A partir del 1 de marzo de 2003 los beneficiarios pueden ejercitar hasta 2/3 de los derechos que les correspondan (incluyendo, en su caso, los derechos ya ejercitados antes de esa fecha).

- A partir del 1 de marzo de 2004 los beneficiarios podrán ejercitar la totalidad de los derechos no ejercitados anteriormente. Los beneficiarios deberán ejercitar estos derechos hasta diciembre de 2004.

Al cierre de cada ejercicio se valoran a mercado los derechos conferidos a los beneficiarios pendientes de ejercitar, prorrateando de manera lineal el importe resultante de esa valoración en función del plazo pendiente hasta la fecha de vencimiento del plan. A 31 de diciembre de 2003, de acuerdo con este criterio de valoración, se ha minorado en 1 millón de euros el saldo de la provisión existente por este concepto, cuyo importe final asciende a 0,2 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2003, la sociedad mantenía operaciones ligadas a la cotización de las acciones de Repsol YPF (“equity linked swaps”), liquidables exclusivamente por diferencias, sobre un total de 5.983.293 títulos, con un precio de referencia de 14,97 euros y vencimiento 30 de enero de 2004. No se ha registrado efecto alguno en la cuenta de resultados del ejercicio como consecuencia de la valoración a mercado a 31 de diciembre de 2003 de las citadas operaciones. El “fair value” de esta operación era de 2.918.650 euros a 31 de diciembre de 2003.

• ***Incentivo 2001***

Este plan, así como la emisión de obligaciones convertibles en acciones ordinarias de Repsol YPF, S.A. para cobertura del incentivo, fueron aprobados en la Junta General de Accionistas celebrada el 21 de abril de 2002.

Durante 2003, se ha procedido a la cancelación anticipada de este incentivo mediante el pago de una cantidad compensatoria, no consolidable, ni referenciada a la cotización de las acciones.

• ***Incentivo 2002***

El importe a percibir por los beneficiarios de este plan, entre los que no se encuentran los que tienen la consideración de alta dirección a los efectos prevenidos en la Ley de Sociedades Anónimas, se estructura en dos tramos del siguiente modo:

- En el primer tramo, integrado por un total de 2.679.005 títulos, los beneficiarios tienen derecho a la percepción de un importe en efectivo resultante de multiplicar el número de títulos asignados a cada uno por la diferencia, si existiese, entre el valor de cotización de mercado de las acciones de Repsol YPF, S.A. en el Mercado Continuo de las bolsas de valores españolas y el valor de referencia tomado, que es de 13,00 euros.
- En el segundo tramo, integrado por un total de 2.679.005 títulos, los beneficiarios tienen derecho a la percepción de un importe en efectivo resultante de multiplicar el número de títulos asignados a cada uno por la diferencia, si existiese, entre el valor de cotización de mercado de las acciones de Repsol YPF, S.A. en el Mercado Continuo de las bolsas de valores españolas y el valor de referencia tomado, que es de 18,00 euros.

Este derecho será ejercitable de la siguiente forma y en las siguientes fechas:

- A partir del 1 de marzo de 2004, los beneficiarios podrán ejercitar hasta 1/3 de los derechos de cada tramo que les correspondan.
- A partir del 1 de marzo de 2005, los beneficiarios podrán ejercitar hasta 2/3 de los derechos que les correspondan (incluyendo, en su caso, los derechos ya ejercitados antes de esa fecha).
- A partir del 1 de marzo de 2006, los beneficiarios podrán ejercitar la totalidad de los derechos no ejercitados anteriormente. Los beneficiarios deberán ejercitar estos derechos hasta diciembre de 2006.

Para hacer frente a los posibles desembolsos que se puedan ocasionar, en el ejercicio 2003 la sociedad ha contratado opciones de compra sobre acciones de Repsol YPF, S.A. las cuales podrán ser liquidadas con idénticas fechas y condiciones a las establecidas en el programa de incentivos tal y como se ha indicado anteriormente.

El detalle de estas operaciones a 31 de diciembre de 2003 es el siguiente:

<u>Precio del Ejercicio (euros)</u>	<u>Tipo de Operación</u>	<u>Número de Títulos</u>	<u>Fecha Contratos</u>	<u>Prima neta (euros)</u>
13	De Compra (Call)	2.679.005	18/12/2003	7.474.424
18	De Compra (Call)	2.679.005	12/12/2003	1.982.464
				9.456.888

Repsol periodifica el coste de estas opciones linealmente desde la fecha en que se otorgó el incentivo hasta la fecha de vencimiento del mismo. El importe pagado correspondiente al coste asignado a los ejercicios futuros, que asciende a 5,3 millones de euros, se encuentra clasificado en el epígrafe “Gastos a distribuir en varios ejercicios” a 31 de diciembre de 2003.

Hasta la fecha de contratación de estas opciones, los derechos conferidos a los beneficiarios pendientes de ejercitar se valoraban a mercado, prorrateando de manera lineal el importe de la valoración en función del plazo pendiente hasta la fecha de vencimiento del plan, habiendo constituido, a 31 de diciembre de 2002, una provisión por importe de 3,6 millones de euros.

En el ejercicio 2003 el gasto registrado en la cuenta de resultados por este incentivo asciende a 0,5 millones de euros, y se encuentra clasificado en el epígrafe “Sueldos, salarios y asimilados”. El “fair value” de dichas operaciones era a 31 de diciembre de 2003 de 11.117.871 euros.

Plan de incentivo ligado a objetivos a medio / largo plazo

- ***Incentivo 2003***

El devengo de este incentivo está ligado a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre de 2006. Consiste en un plan específico de retribución plurianual por los ejercicios 2003 a 2006 que, de cumplirse los objetivos que se han establecido, daría derecho a percibir una cantidad adicional de retribución variable en el año 2007. Los objetivos se fijan en función del Plan Estratégico 2003-2007 de la Compañía. Este incentivo plurianual, de obtenerse, consistiría en una cantidad referenciada a la retribución fija de 2003, a la que se aplicará un coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos. El plan no implica para los consejeros ejecutivos y miembros del Comité de Dirección ni entrega de acciones, ni de opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF. Para asumir los compromisos derivados de este programa se ha dotado, en 2003, una provisión de 5,1 millones de euros.

Plan de incentivos ligados a la revalorización de la acción de Gas Natural SDG

Asimismo y en relación con Gas Natural hay que indicar que su Comisión de Nombramientos y Retribuciones aprobó, en diciembre de 2000, 2001 y 2002, sendos programas de incentivos en metálico a medio plazo, referenciados a la evolución del valor de la acción de dicha sociedad, para un colectivo de altos directivos. Estos incentivos están ligados a la permanencia en la Sociedad durante la vigencia de los mismos. Los beneficiarios podrán ejercitar el mencionado derecho sobre un número equivalente de acciones que previamente se les hayan asignado, a un determinado precio de referencia, durante determinadas fechas, hasta un tercio cada año y acumulables en los años siguientes por la parte no ejercitada. Para hacer frente a los posibles desembolsos que se pudieran originar, Gas Natural ha contratado opciones de compra sobre sus

acciones que se liquidarán al vencimiento y con el mismo precio de referencia, de acuerdo con el siguiente detalle:

	<u>Tipo de Operación</u>	<u>Número de títulos</u>	<u>Prima (Millones de euros)</u>
Incentivo 2000	De compra	256.187	1,6
Incentivo 2001	De compra	255.202	2,0
Incentivo 2002	De compra	279.411	1,9

El coste de estas opciones se ha registrado en el epígrafe “Sueldos, salarios y asimilados” de la cuenta de pérdidas y ganancias de cada ejercicio.

IV.5 SISTEMAS DE CONTROL DE RIESGOS

Repsol YPF desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todos los ámbitos del negocio del petróleo y 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.
- Riesgo de contraparte, derivado de los contratos financieros, y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes.
- Riesgo de liquidez y de solvencia.
- Riesgos legales y regulatorios (incluidos los riesgos de cambios en los regímenes fiscales, regulaciones sectoriales y medioambientales, regímenes cambiarios, limitaciones a la producción, a las exportaciones, etc).
- Riesgos operativos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, riesgos de reputación y de seguridad y medio ambiente).
- Riesgos de entorno económico (derivados del ciclo económico mundial y de los países en los que está presente, innovación tecnológica en los sectores en los que opera, etc).

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su plan estratégico, y en especial el de mantenimiento de su flexibilidad financiera y solvencia a largo plazo. Repsol YPF lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de las actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol YPF dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar y controlar los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, gestionados, mitigados o evitados. 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 las unidades de negocio, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Repsol YPF tiene una estructura organizativa orientada al buen gobierno corporativo, basada en:

- Comisiones del Consejo de Administración:

- Comisión Delegada.
- Comisión de Auditoría y Control.
- Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia.

La composición, facultades y funciones de estas Comisiones se describen en el Capítulo VI.1.1 del presente Folleto.

➤ Órganos internos de gobierno:

- Comité Ejecutivo, tiene como objetivo apoyar al Presidente Ejecutivo y al Consejero Delegado en la definición de la estrategia y decisiones más relevantes. Entre sus funciones, además de la del control del Grupo, están la de proponer al Consejo de Administración los Objetivos, el Plan Estratégico, el Presupuesto Anual, la Política de Recursos Humanos y los Nombramientos de Directivos; priorizar y aprobar las propuestas de inversión y gasto; el control estratégico de los resultados y de los parámetros básicos del Grupo y de las Áreas Estratégicas de Negocio, así como revisar la evolución de los negocios y el estado financiero de la Compañía.
- Comité de Dirección, es el órgano que, por delegación del Comité Ejecutivo, lleva a cabo el seguimiento y coordinación de las áreas de negocio y las funciones corporativas. Además, entre otras, sus funciones serán las de analizar y proponer los Objetivos, el Plan Estratégico y el Presupuesto Anual, y aprobar las políticas e iniciativas de las Direcciones Corporativas.
- Comité Interno de Transparencia. Las facultades y funciones de este Comité se describen en el Capítulo VI.1.2 del presente Folleto.
- Comité de Reputación Corporativa, cuyas principales funciones son: Analizar y aprobar la política de Reputación Corporativa de Repsol YPF, y su coherencia con la Visión, Compromisos y Valores de la Compañía; conocer, coordinar y aprobar, en su caso, los documentos internos y externos y las acciones de la Compañía en el ámbito de la Reputación Corporativa; apoyar a la Dirección de Reputación Corporativa de la Dirección Corporativa de Relaciones Externas en el desarrollo de sus funciones y en la formulación de propuestas de actuación y de normativa.
- Comité de Alta Dirección de Medio Ambiente y Seguridad, tiene como funciones: orientar y en su caso aprobar los objetivos y líneas estratégicas y las actuaciones de la empresa en el ámbito medioambiental y de seguridad; aprobar las revisiones del Manual de Medio Ambiente de Repsol YPF, así como las demás disposiciones normativas medioambientales, que se estimen oportunas, a propuesta de la Dirección Corporativa de Servicios Compartidos; instrumentar la coordinación de las actuaciones medioambientales y de seguridad de las Unidades con el apoyo de la Dirección Corporativa de Servicios Compartidos.

➤ Unidades y funciones de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos. En particular:

- 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 Corporativa de Riesgos, encargada de:
 - El desarrollo de la política corporativa de riesgos, entendida como reglas y actuaciones de carácter estructural, ligadas a la estrategia financiera y de negocio del grupo.
 - La coordinación de desarrollos normativos específicos, relativos a riesgos financieros y no financieros, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del grupo, asegurando la coherencia de las distintas normas entre sí y con la política corporativa de riesgos.
 - La promoción de las mejores prácticas en medición y valoración de riesgos y estrategias de cobertura.
- 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 Central de Riesgo de Crédito, encargada de:
 - Analizar y controlar el riesgo de crédito generado por las relaciones comerciales con terceros derivadas de las actividades del grupo.
 - Proponer las políticas de riesgo y los límites de riesgo con terceros.
 - Definir los criterios sobre dotaciones- aplicaciones de provisión para insolvencias , refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas.
- Unidad de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad, tiene como objetivo establecer el compromiso y los principios de actuación de la Empresa en los ámbitos de su competencia, así como las condiciones básicas de aplicación de los mismos comunes a todas las unidades de negocio. Para ello, propone las políticas, estrategias y normativa corporativa, define y establece los sistemas de gestión de medio ambiente, seguridad y calidad de la compañía, impulsando y coordinando su implantación y desarrolla las funciones de orientación, coordinación, seguimiento y asesoramiento a las unidades de negocio en sus actuaciones, correspondiendo a éstas la responsabilidad de la gestión en los citados ámbitos.
- Unidad de Reputación Corporativa, encargada de dirigir y coordinar con las unidades organizativas implicadas las actividades de gestión y evaluación de todos los valores y riesgos de reputación corporativa, conforme a las directrices y políticas del Comité de Reputación Corporativa y de la Dirección Corporativa de Relaciones Externas para garantizar la aplicación del modelo y estrategia de reputación corporativa de Repsol YPF

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. Las funciones de control de riesgo de las unidades con competencias en gestión de riesgos de mercado disponen del nivel de segregación e independencia adecuado para garantizar el control efectivo.

En el ámbito corporativo, los sistemas y dispositivos de control más relevantes de los que se ha dotado Repsol YPF son los siguientes:

- Elaboración y actualización continua de un Mapa de Riesgos del Grupo Repsol YPF, cuyo contenido es el siguiente:
 - Inventario de riesgos para las actividades desarrolladas por el Grupo.
 - Controles operativos para mitigar los efectos de los riesgos identificados.
- Elaboración y actualización continua de una herramienta de simulación de los estados contables del grupo, a medio y largo plazo, en función de las principales variables de riesgo que afectan a sus negocios.
- Desarrollo y seguimiento continuo del Plan Estratégico y Presupuesto anual, que permite detectar y, en su caso corregir, desviaciones significativas que afecten al cumplimiento de los objetivos marcados.
- Existencia de Normas y Procedimientos internos que regulan el conjunto de actividades del Grupo.
- Disponibilidad de Sistemas de Información, homogéneos e integrados, y de mecanismos de control que permiten garantizar la fiabilidad e integridad de la información económico financiera emitida por el Grupo Repsol YPF.

CAPÍTULO V

V EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR

V.1 INFORMACIONES CONTABLES INDIVIDUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y DEL GRUPO CONSOLIDADO

A continuación se presentan el balance de situación, la cuenta de pérdidas y ganancias y el cuadro de financiación de Repsol YPF, S.A. y los de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (Grupo Consolidado) correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003. En los Anexos I y II de este Folleto, respectivamente, se adjuntan los informes de auditoría del Grupo Consolidado y de Repsol YPF, S.A. correspondientes a las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de los ejercicios 2003 y 2002.

Las Cuentas Anuales correspondientes a los ejercicios 2002 y 2003, formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., fueron aprobadas por las Juntas Generales de Accionistas celebradas el 4 de abril de 2003 y el 31 de marzo de 2004, respectivamente.

BALANCES DE SITUACIÓN CORRESPONDIENTES
A LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS
AL 31 DE DICIEMBRE

(Millones de euros)

	REPSOL YPF, S.A.			REPSOL YPF, S.A. Y		
	SOCIEDADES PARTICIPADAS					
	2001	2002	2003	2001	2002	2003
ACTIVO						
Gastos de establecimiento	100	61	23	100	61	23
Inmovilizado inmaterial	16	19	48	1.501	898	992
Inmovilizado material	139	268	537	30.436	20.562	19.471
Inmovilizado financiero	18.683	17.341	15.678	1.488	1.218	1.461
Total Inmovilizado	18.938	17.689	16.286	33.525	22.739	21.947
Fondo de comercio de consolidación	-	-	-	4.497	2.934	2.496
Gastos a distribuir en varios ejercicios	2.027	126	12	616	683	662
Impuestos anticipados	224	1.003	1.676	694	616	924
Existencias	-	1	6	2.106	2.119	2.109
Deudores	424	467	546	5.765	4.470	4.582
Inversiones financieras temporales	2.737	2.509	3.160	3.909	4.270	5.031
Tesorería	-	-	-	278	195	247
Ajustes por periodificación	-	-	-	49	38	35
Total activo circulante	3.161	2.977	3.712	12.107	11.092	12.004
TOTAL ACTIVO	24.350	21.795	21.686	51.439	38.064	38.033
PASIVO						
Capital suscrito	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221
Prima de emisión	6.428	6.428	6.428	6.428	6.428	6.428
Otras reservas en la sociedad dominante	1.397	3.004	3.917	1.397	3.004	3.917
Reservas en sociedades consolidadas	-	-	-	5.178	4.290	4.940
Diferencias de conversión	-	-	-	(454)	(3.126)	(4.650)
Beneficio del ejercicio	1.864	1.292	715	1.025	1.952	2.020
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(257)	(183)	(244)	(257)	(183)	(244)
Total Fondos Propios	10.653	11.762	12.037	14.538	13.586	13.632
Socios externos	-	-	-	6.591	4.223	4.054
Diferencia negativa de consolidación	-	-	-	12	3	13
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	-	55	976	877	262	336
Provisiones para riesgos y gastos	52	61	77	1.397	1.165	1.454
Impuestos diferidos	262	240	232	516	503	674
Acreeedores a largo plazo	11.315	8.627	7.228	14.418	9.387	7.685
Acreeedores a corto plazo	2.068	1.050	1.136	13.090	8.935	10.185
TOTAL PASIVO	24.350	21.795	21.686	51.439	38.064	38.033

CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CORRESPONDIENTES
A LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE

(Millones de euros)

	REPSOL YPF, S.A. Y					
	REPSOL YPF, S.A.			SOCIEDADES PARTICIPADAS		
	2001	2002	2003	2001	2002	2003
Importe neto de la cifra de negocios	-	-	-	42.851	35.555	36.069
Variación de existencias de productos terminados y en curso	-	-	-	(182)	100	54
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	-	-	-	92	70	68
Prestación de servicios a Empresas del Grupo	285	357	409	-	-	-
Otros ingresos de explotación	10	23	375	892	765	1.015
Total ingresos de explotación	295	380	784	43.653	36.490	37.206
Consumos	-	-	-	(26.921)	(24.260)	(24.613)
Gastos de personal	(81)	(86)	(117)	(1.732)	(1.161)	(1.111)
Tributos	-	-	-	(1.207)	(1.039)	(1.155)
Trabajos, suministros y servicios exteriores	(187)	(234)	(543)	(4.705)	(3.243)	(3.359)
Transportes y fletes	-	-	-	(1.197)	(838)	(863)
Amortizaciones	(54)	(64)	(77)	(2.971)	(2.626)	(2.245)
Total gastos de explotación	(322)	(384)	(737)	(38.733)	(33.167)	(33.346)
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	(27)	(4)	47	4.920	3.323	3.860
INGRESOS EXTRAORDINARIOS						
Beneficio en enajenación de inmovilizado	-	-	-	123	16	13
Beneficio en enajenación de participación de sociedades	-	1.766	56	192	1.592	76
Subv. de capital y/o ingresos a distribuir trasps. a resultados	-	-	-	13	8	5
Variación de provisiones de inmovilizado	-	-	3	-	-	249
Otros ingresos extraordinarios	30	18	35	55	40	75
Total ingresos extraordinarios	30	1.784	94	383	1.656	418
GASTOS EXTRAORDINARIOS						
Variación de provisiones de inmovilizado	(226)	(1.917)	(1.738)	(714)	(423)	-
Pérdidas procedentes del inmovilizado	-	-	-	(13)	(20)	(6)
Adaptación de plantillas	-	-	-	(103)	(54)	(32)
Otros gastos extraordinarios	(15)	(73)	(45)	(330)	(511)	(534)
Total gastos extraordinarios	(241)	(1.990)	(1.783)	(1.160)	(1.008)	(572)
RESULTADO EXTRAORDINARIO	(211)	(206)	(1.689)	(777)	648	(154)
AMORTIZACIÓN FONDO COMERCIO DE CONSOLIDACIÓN	-	-	-	(323)	(300)	(174)
Ingresos financieros	2.795	2.039	2.244	1.740	2.386	2.123
Gastos financieros	(970)	(1.360)	(668)	(3.092)	(3.172)	(2.523)
RESULTADO FINANCIERO	1.825	679	1.576	(1.352)	(786)	(400)
PARTICIPACIÓN EN RESULTADOS EN SOCIEDADES PUESTAS EN EQUIVALENCIA	-	72	-	35	(35)	146
BENEFICIO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	1.587	469	(66)	2.503	2.850	3.278
Impuesto sobre beneficios	277	823	781	(988)	(564)	(1.048)
Resultado atribuido a socios externos	-	-	-	(490)	(334)	(210)
BENEFICIO DEL EJERCICIO ATRIBUÍDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.864	1.292	715	1.025	1.952	2.020

CUADROS DE FINANCIACIÓN CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS
ANUALES TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE
(Millones de euros)

	REPSOL YPF, S.A. Y					
	REPSOL YPF, S.A.			SOCIEDADES PARTICIPADAS		
	2001	2002	2003	2001	2002	2003
APLICACIONES						
Adquisiciones de inmovilizado:						
- Material	97	143	295	3.894	2.228	2.241
- Inmaterial	11	17	13	91	57	80
- Financiero	839	1.255	87	301	194	392
- Gastos Plurianuales	631	44	3	360	80	24
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	-	-	-	170	194	1.124
Total inversiones	1.578	1.459	398	4.816	2.753	3.861
Activos y Pasivos netos a largo plazo por la consolidación de nuevas sociedades	-	-	-	(126)	(878)	13
Variación neta en activos y pasivos a largo plazo por conversión	-	-	-	1.169	(305)	(498)
Dividendos de la sociedad dominante	635	183	440	635	183	440
Dividendos de las sociedades del Grupo atribuidos a la minoría	-	-	-	486	292	194
Provisiones para riesgos pagadas	11	-	-	-	-	-
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	-	-	13	-	-	-
Cancelación o traspaso de deuda a largo plazo	7.230	3.108	2.807	5.666	3.523	3.220
TOTAL APLICACIONES	9.454	4.750	3.658	12.646	5.568	7.230
VARIACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	1.301	395	473	1.868	3.140	-
	10.755	5.145	4.131	14.514	8.708	7.230
ORÍGENES						
Recursos generados por las operaciones	1.872	1.323	1.830	5.729	4.823	4.477
Ampliación de capital	-	-	-	-	-	-
Subvenc. capital y otros ingres. a distribuir	-	-	-	69	96	47
Aportaciones de socios externos	-	-	-	3.002	-	-
Deuda a largo plazo	8.883	1.632	2.168	4.477	1.231	2.140
Enajenación de inmovilizado	-	2.190	133	1.237	2.558	228
TOTAL ORÍGENES	10.755	5.145	4.131	14.514	8.708	6.892
VARIACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	-	-	-	-	-	338
	10.755	5.145	4.131	14.514	8.708	7.230

V.2 PRINCIPIOS CONTABLES MÁS RELEVANTES Y DESGLOSES DE LAS PARTIDAS MÁS SIGNIFICATIVAS DEL BALANCE DE SITUACIÓN DEL GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO

V.2.1. Principios de consolidación y normas de valoración

Las bases de presentación y principios de consolidación utilizados para la elaboración de las Cuentas Anuales consolidadas se describen en la Nota 1.a y 1.b de la memoria (ver Anexo I de este Folleto). Asimismo, en el apartado 1.f se describen las principales variaciones ocurridas en el perímetro de consolidación y en la Nota 2 los criterios y normas de valoración seguidos por Repsol YPF.

No obstante conviene reseñar que como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en España, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales de los productos que comercializa. Este hecho ha supuesto en las cuentas de resultados consolidadas de los ejercicios 2003, 2002 y 2001 un mayor gasto por importe de 5.626, 5.532 y 6.850 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe “Consumos y otros gastos externos”, y un mayor ingreso de similar importe registrado en el epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios”.

V.2.2. Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

El Reglamento (CE) Nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de julio de 2002 relativo a la aplicación de las Normas Internacionales de Contabilidad estableció la obligatoriedad de que, para los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2005, los grupos cotizados de los países miembros de la UE elaboren sus estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad.

La emisión de la normativa internacional de información financiera corre a cargo del International Accounting Standard Board (IASB), organismo independiente cuya sede se encuentra en Londres, y que desde el 1 de abril de 2001 asumió las funciones que en esta materia habían venido siendo desarrolladas por su predecesor el International Accounting Standard Committee (IASC).

En 2002 el IASB inició un proyecto de mejora y actualización de las normas ya emitidas y en vigor. Como resultado de dicho proyecto, durante el mes de diciembre de 2003 el IASB aprobó finalmente el proyecto general de mejora que afectaba a un total de 14 normas y aprobó también las mejoras introducidas a las normas relativas al registro, valoración y presentación de los instrumentos financieros. Por lo que respecta a las citadas mejoras, es importante señalar que todas ellas se encuentran pendientes de aprobación por parte de la Comisión Europea. Durante el primer trimestre de 2004 el IASB ha emitido nuevas normas entre las que destacan, por su relevancia para el Grupo Repsol YPF, las relativas al tratamiento de las combinaciones de negocios, al deterioro del valor de los activos, y al registro y valoración de los activos intangibles.

La aplicación de las normas internacionales de información financiera va a suponer la aparición de diferencias en el tratamiento de ciertas operaciones con respecto a los principios y normas de contabilidad generalmente aceptados en España, debido, en primer lugar, a la no aceptación de determinados criterios seguidos en la actualidad y en segundo lugar, a la introducción de ciertos tratamientos contables hasta ahora no permitidos en la normativa contable española. A ello se une la existencia, en las normas internacionales de información financiera, de los denominados “tratamientos alternativos” que permiten prácticas y criterios hasta ahora no admitidos por el actual Plan General de Contabilidad.

Teniendo en cuenta lo indicado anteriormente, el Grupo Repsol YPF ha venido desarrollando a lo largo del ejercicio 2003 un proyecto con objeto de analizar estas diferencias y los tratamientos

alternativos existentes, evaluar los efectos e implicaciones de los mismos y establecer las políticas y criterios contables que representen de forma fiel, la situación patrimonial y el resultado de sus operaciones conforme a la nueva normativa. Como resultado de dicho proyecto, cuyo grado de avance en la actualidad permitirá ajustarse al calendario establecido por la Comisión Europea y, teniendo en cuenta que a la fecha de registro de este Folleto existen todavía normas internacionales de información financiera emitidas por el IASB pendientes de aprobación por parte de la Comisión Europea, seguidamente se presentan los aspectos más relevantes que se espera puedan tener algún efecto en los estados financieros a presentar por el Grupo Repsol YPF de acuerdo con normas internacionales de información financiera:

- Existencia de tratamientos alternativos que permiten aplicar, para la valoración de determinadas clases de activos y bajo determinadas circunstancias, el concepto de valor razonable en contraposición al criterio de coste histórico seguido hasta la fecha.
- Registro, valoración y presentación de los instrumentos financieros. Aplicación del criterio de valor razonable y tratamiento contable específico de las operaciones de cobertura.
- Tratamiento de los fondos de comercio generados en combinaciones de negocios. La norma actual, en fase de borrador, contempla sustituir el criterio actual de amortización sistemática según vida útil para pasar a aplicar un test anual de deterioro del valor.
- Determinación de la pérdida de valor de los activos. Se establece una metodología basada en la comparación del valor registrado con el valor recuperable, considerado este último el mayor del valor de venta neto o el valor de uso, calculado éste como el valor actual neto de los flujos futuros descontados, salvo la existencia de un valor contrastable de mercado.
- Criterio para el registro y valoración de las provisiones teniendo en cuenta en todos los casos los valores descontados de las obligaciones futuras probables.
- Criterio para el registro y valoración de ciertas clases de activos intangibles. Por lo que respecta a la amortización de los mismos la normativa en fase de borrador introduce el concepto de vida útil indeterminada, lo que supone someter a este tipo de activos un test anual de deterioro del valor.
- Tratamiento de las participaciones preferentes que puede diferir del tratamiento contable seguido en la actualidad.
- Incorporación en los estados financieros, del Estado de Flujos de Efectivo, que difiere en su concepción y metodología de cálculo del actual Estado de Origen y Aplicación de Fondos, así como la incorporación del Estado de Movimientos en el Patrimonio Neto.
- Existencia de criterios más restrictivos en relación con el registro de determinadas partidas de la cuenta de resultados, que afectan, fundamentalmente, al importe neto de la cifra de negocios y a los resultados por operaciones de intercambio de activos. Asimismo hay que destacar, pese a no tener efecto alguno en la determinación del resultado neto, la desaparición del epígrafe de los resultados extraordinarios.
- Normativa sobre arrendamientos que puede modificar la clasificación de determinados activos y/u operaciones.
- Normativa sobre inmuebles de inversión que puede requerir un desglose de estos activos, así como la posibilidad de su valoración a mercado.
- Existencia de nuevos requerimientos de información adicional tanto sobre las notas de los estados financieros relativas a determinados epígrafes de los mismos, como por la incorporación de información adicional relativa a su situación patrimonial y al resultado de

sus operaciones, a operaciones en discontinuación, a ganancias por acción e información por segmentos.

V.2.3. Comparación de la información

Ajustes derivados de la situación en Argentina

En el ejercicio 2003, dada la estabilidad de la paridad del peso argentino, no se han efectuado ajustes extraordinarios en la cuenta de resultados.

El resultado neto del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2002 y 2001 se vio afectado adversamente por la crisis argentina, en particular por las pérdidas resultantes de la devaluación del peso y la disminución en el valor de los activos en Argentina como consecuencia de las medidas del gobierno argentino para el sector petrolero.

Estos factores condujeron a una disminución de 188 y de 957 millones de euros en el resultado neto de Repsol YPF en los ejercicios 2002 y 2001, respectivamente. Los principales componentes, antes de impuestos, que influyeron en la disminución del resultado del ejercicio 2002 fueron las pérdidas por diferencias de cambio por un importe de 134 millones de euros y las pérdidas de las filiales argentinas consolidadas que ascendieron a 126 millones de euros. En la disminución del resultado del ejercicio 2001, los principales factores, antes de impuestos, fueron los gastos por la pérdida de valor por depreciación de los activos fijos que ascendieron a 653 millones de euros, las provisiones por deudas de dudoso cobro por 251 millones de euros y las pérdidas por diferencias de cambio por 189 millones de euros relativas a la financiación denominada en dólares de los activos denominados en pesos.

Desde el punto de vista de las áreas de negocio, el principal impacto como consecuencia de la crisis argentina se produjo en el área de Exploración y Producción debido a la disminución en el ejercicio 2002 de los precios de realización del gas del 45%, debido a la pesificación de los precios del gas, a un descuento del 10% sobre los precios internacionales en las ventas de crudo a los refinadores nacionales y a un impuesto sobre exportaciones de crudo del 20%. Estos efectos negativos se compensaron parcialmente por la pesificación de una parte de los costes operativos en Argentina.

El principal impacto negativo de la crisis argentina en el área de Refino y Marketing en el ejercicio 2002 se debió al periodo de tiempo transcurrido para trasladar los efectos de la devaluación del peso a los consumidores. Este efecto se compensó ampliamente por la pesificación de parte de los costes operativos del área de Refino y Marketing en Argentina.

En el área de Gas y Electricidad en el ejercicio 2002 se originaron pérdidas operativas por las filiales que suministran servicios regulados en pesos.

A 31 de diciembre de 2002 y 2001, los activos netos en Argentina correspondientes a negocios con moneda funcional dólar ascendieron a 13.051 y 15.183 millones de euros, respectivamente, y los de negocios con moneda funcional peso a 760 y 2.121 millones de euros, respectivamente. Los importes anteriores incluyen el fondo de comercio adquirido en la compra de YPF y asignado como mayor valor de sus reservas de hidrocarburos, cuya moneda funcional es el dólar y la parte correspondiente a cada negocio del fondo de comercio puro.

La devaluación en Argentina supuso un ajuste en el patrimonio neto del Grupo Repsol YPF registrado en el epígrafe “Diferencias de conversión” de 2.552 millones de euros, de los cuales 1.102 se registraron en 2002 y 1.450 en 2001.

En el Capítulo IV.1.3 “Riesgos del negocio de Repsol YPF”, se analiza con más detalle la situación económica en Argentina en el ejercicio 2003, así como sus perspectivas para el ejercicio 2004.

Integración proporcional de Gas Natural SDG, S.A.

En mayo de 2002 Repsol YPF, S.A. vendió un paquete de acciones de Gas Natural SDG, S.A. representativas de un 23% de su capital social, pasando a tener una participación en la compañía del 24,042%. Como consecuencia de esta transacción el Grupo Repsol YPF registró un beneficio bruto de 1.097 millones de euros (ver Nota 18 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto) registrado en el epígrafe “Resultados extraordinarios” de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Tras la venta del 23% de Gas Natural SDG y, como consecuencia del cambio en la gestión derivado de la nueva composición de sus órganos de decisión, el método de consolidación aplicable a la participación del Grupo Repsol YPF en esta compañía se modificó, pasando de integración global hasta mayo de 2002, a integración proporcional del porcentaje poseído a partir de ese momento.

El impacto del cambio de método de consolidación en Gas Natural en los epígrafes de balance de situación consolidado en el momento de la venta fue el siguiente:

Millones de euros			
<u>Activo</u>		<u>Pasivo</u>	
Inmovilizado	(5.957)	Socios externos	(3.078)
Fondo de Comercio de consolidación	(218)	Impuestos diferidos	(42)
Gastos a distribuir en varios ejercicios	(33)	Deuda a largo plazo	(1.945)
Impuestos anticipados	(108)	Otros pasivos a largo plazo no financieros	(726)
Fondo de maniobra operativo	(289)	Fondo de maniobra financiero	(814)
	<u>(6.605)</u>		<u>(6.605)</u>

El efecto del cambio de método de consolidación de Gas Natural representó una disminución del 14,6%, 5,9% y 8,7% de los activos, ingresos de explotación y resultado de explotación, respectivamente, del Grupo Repsol YPF en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2002.

Durante el ejercicio 2003, el Grupo Repsol YPF ha aumentado su participación en Gas Natural SDG, S.A., alcanzando el 27,15% a 31 de diciembre de 2003.

Enajenación de CLH

En el ejercicio 2003 se ha cerrado el proceso de venta de participaciones en CLH realizado en cumplimiento del Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio sobre Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y servicios en virtud del cual la participación agregada a 31 de diciembre de 2003 del Grupo Repsol YPF en CLH ha quedado reducida al 25%. Los resultados generados por la venta de los diversos paquetes accionariales ascendieron a 293 y 71 millones de euros en 2002 y 2003, respectivamente.

Con fecha 1 de enero de 2002 el Grupo Repsol YPF modificó el criterio con el que contabilizaba los impuestos pagados en Dubai por el crudo producido en dicho país. Con anterioridad, este gasto se reflejaba en el epígrafe “Consumos y otros gastos externos”, formando parte del beneficio o pérdida de explotación. A partir del 1 de enero de 2002, la parte del impuesto pagado en Dubai de naturaleza idéntica o análoga al impuesto sobre sociedades español está reclasificado a la línea “Impuesto sobre beneficios”. En este epígrafe se registraron 113 millones de euros en 2003 y 124 millones de euros en 2002 por impuestos pagados en Dubai.

Asimismo, desde el 1 de enero de 2002 el Grupo modificó el criterio con el que se contabilizaban los impuestos pagados en Argelia por el crudo producido en el campo Tin-Fouye-Tabankort. Con anterioridad, este gasto estaba registrado en la línea “Consumos y otros gastos externos” y, a partir del ejercicio 2002 y por los mismos motivos reflejados en el párrafo anterior para Dubai, se refleja en el epígrafe “Impuestos sobre beneficios”, de la cuenta de resultados consolidada. Los importes registrados bajo este epígrafe en 2003 y 2002 ascendieron a 28 y 26 millones de euros, respectivamente.

En 2001 los importes pagados en Dubai y Argelia en concepto de impuesto sobre beneficios ascendieron a 189 millones de euros y fueron registrados en el epígrafe “Consumos y otros gastos externos”.

Clasificación de los impuestos pagados en Dubai y Argelia

Con fecha 1 de enero de 2002 el Grupo Repsol YPF modificó el criterio con el que contabilizaba los impuestos pagados en Dubai por el crudo producido en dicho país. Con anterioridad, este gasto se reflejaba en el epígrafe “Consumos y otros gastos externos”, formando parte del beneficio o pérdida de explotación. A partir del 1 de enero de 2002, la parte del impuesto pagado en Dubai de naturaleza idéntica o análoga al impuesto sobre sociedades español está reclasificado a la línea “Impuesto sobre beneficios”. En este epígrafe se registraron 113 millones de euros en 2003 y 124 millones de euros en 2002 por impuestos pagados en Dubai.

Asimismo, desde el 1 de enero de 2002 el Grupo modificó el criterio con el que se contabilizaban los impuestos pagados en Argelia por el crudo producido en el campo Tin-Fouye-Tabankort. Con anterioridad, este gasto estaba registrado en la línea “Consumos y otros gastos externos” y, a partir del ejercicio 2002 y por los mismos motivos reflejados en el párrafo anterior para Dubai, se refleja en el epígrafe “Impuestos sobre beneficios”, de la cuenta de resultados consolidada. Los importes registrados bajo este epígrafe en 2003 y 2002 ascendieron a 28 y 26 millones de euros, respectivamente.

En 2001 los importes pagados en Dubai y Argelia en concepto de impuesto sobre beneficios ascendieron a 189 millones de euros y fueron registrados en el epígrafe “Consumos y otros gastos externos”.

Perímetro de consolidación

Las principales variaciones del perímetro de consolidación producidas en 2003 se recogen en el Capítulo III de este Folleto (Ver Capítulo III.6.4 Principales operaciones societarias realizadas durante el año 2003-“Perímetro de consolidación”).

V.2.4. Desglose de las partidas más significativas del Balance de Situación

1) Inmovilizado inmaterial

Los saldos netos del inmovilizado inmaterial al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 son los siguientes:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Fondo de comercio	183	148	138
Derechos de traspaso, superficie y usufructo			
- En estaciones de servicio	275	251	262
- En gasoductos	559	147	129
Otro inmovilizado	484	352	463
Total	1.501	898	992

Fondo de comercio

Bajo este epígrafe se incluye la diferencia entre el precio pagado por sociedades dedicadas a la comercialización de productos petrolíferos (estaciones de servicio) y el valor en libros de sus activos netos (excluida la parte asignable a terrenos) en el momento de su disolución por fusión con la empresa matriz.

La amortización de estos fondos de comercio se realiza linealmente en un periodo de 10 años correspondiente a la vida útil media de las instalaciones.

Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Bajo este epígrafe se incluyen:

- a) Los costes correspondientes a los contratos de compra del derecho a la gestión de estaciones de servicio y de derechos de usufructo y de superficie relacionados con este mismo tipo de activos. Dichos costes se amortizan en el periodo al que se refiere cada contrato, que varía entre 15 y 25 años.
- b) Los derechos exclusivos de uso de gasoductos de transporte. Dichos derechos se valoran a su precio de adquisición o a su coste de producción, amortizándose durante el periodo de vigencia del derecho, que en la actualidad es de 25 años.

Otro inmovilizado inmaterial

Dentro de este epígrafe se incluyen los derechos adquiridos por contratos de fletamento en régimen de time-charter a largo plazo de buques metaneros, los cuales se registran por el valor actual de los pagos futuros más, en su caso, la opción de compra del bien y se amortizan linealmente atendiendo a su vida útil, que en la actualidad es de 20 años.

También se incluyen otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas, propiedad industrial y concesiones administrativas. Dichos conceptos se registran al coste de adquisición y se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil de los mismos, que varía entre 4 y 10 años, excepto las concesiones administrativas, que se amortizan a lo largo del periodo de concesión.

2) **Inmovilizado material**

El detalle de la composición del inmovilizado material y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 es el siguiente:

	2001	2002	2003
	(Millones de euros)		
COSTE			
Terrenos, edificios y otras construcciones	2.331	1.866	1.935
Maquinaria e instalaciones	21.242	13.833	13.965
Inversión en zonas con reservas	30.750	26.846	24.286
Otros costes de exploración	505	474	497
Elementos de transporte	876	738	645
Otro inmovilizado material	2.991	1.809	2.019
Total	<u>58.695</u>	<u>45.566</u>	<u>43.347</u>
AMORTIZACIÓN Y PROVISIÓN ACUMULADA			
Terrenos, edificios y otras construcciones	(644)	(499)	(503)
Maquinaria e instalaciones	(10.581)	(8.064)	(8.280)
Inversión en zonas con reservas	(15.707)	(14.786)	(13.500)
Otros costes de exploración	(310)	(417)	(398)
Elementos de transporte	(591)	(497)	(428)
Otro inmovilizado material	(426)	(741)	(767)
Total	<u>(28.259)</u>	<u>(25.004)</u>	<u>(23.876)</u>
NETO			
Terrenos, edificios y otras construcciones	1.687	1.367	1.432
Maquinaria e instalaciones	10.661	5.769	5.685
Inversión en zonas con reservas	15.043	12.060	10.786
Otros costes de exploración	195	57	99
Elementos de transporte	285	241	217
Otro inmovilizado material	2.565	1.068	1.252
Total	<u>30.436</u>	<u>20.562</u>	<u>19.471</u>

Dentro del inmovilizado material se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo Repsol YPF sobre concesiones administrativas, por un importe al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 de 117, 82 y 77 millones de euros, respectivamente, que revertirán al Estado en condiciones de buen uso en un plazo comprendido entre los años 2004 y 2050.

Del inmovilizado material neto total de Repsol YPF al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 aproximadamente 20.739, 15.266 y 13.709 millones de euros, respectivamente, se encuentran en el extranjero y corresponden en su mayoría a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. En términos porcentuales, estas cifras representan el 68,13%, 74,24% y 70,40% para 2001, 2002 y 2003, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden a 568 y 1.534 millones de euros, respectivamente en 2002 y a 728 y 1.125 millones de euros, respectivamente en 2003. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe “Terrenos, edificios y otras construcciones” del cuadro anterior y las cantidades correspondientes al inmovilizado en curso se han recogido en los epígrafes “Maquinaria e instalaciones” (45 millones de euros en 2003), “Inversiones en zonas con reservas” (876 y 400 millones de euros en 2002 y 2003, respectivamente), “Otros costes de exploración” (70 y 48 millones de euros en 2002 y 2003, respectivamente) y “Otro inmovilizado material” (548 y 632 millones de euros en 2002 y 2003, respectivamente).

El inmovilizado material incluye elementos totalmente amortizados por importe de 6.966 y 6.801 millones de euros al 31 de diciembre de 2002 y 2003, respectivamente.

Revalorización de Balances

El 31 de diciembre de 1996 la mayoría de las sociedades españolas del Grupo Repsol YPF actualizaron su inmovilizado material al amparo del Real Decreto-Ley 7/1996 de 7 de junio con un pago de un gravamen único del 3%. Con anterioridad Repsol YPF se había acogido a otras leyes de actualización. La actualización de 1996 se practicó en general aplicando los coeficientes máximos autorizados por el Real Decreto-Ley y la reducción del factor del 40%.

Las cuentas afectadas por la actualización amparada en el Real Decreto-Ley 7/1996 y su efecto neto de amortizaciones y enajenaciones al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 es como sigue:

	Millones de euros				
	Saldo a 31/12/01	Saldo a 31/12/02	Dotación	Variación del perímetro consolid. y otros	Saldo a 31/12/03
Terrenos, edificios y otras construcciones	83	64	(2)	1	63
Maquinaria e Instalaciones	499	116	(18)	5	103
Inversiones en exploración y producción de hidrocarburos					
. Inversiones en zonas con reservas	1	1	-	-	1
Elementos de transporte	1	1	-	(1)	-
Otro inmovilizado material	2	1	-	-	1
	<u>586</u>	<u>183</u>	<u>(20)</u>	<u>5</u>	<u>168</u>

Como resultado de las disposiciones legales de regularización y actualización, los valores del inmovilizado material se incrementaron en un importe neto de 1.496 millones de euros. El efecto patrimonial correspondiente al importe pendiente de amortizar, neto de socios externos, incluido en los balances de situación consolidados a 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 asciende a 365, 183 y 168 millones de euros, respectivamente.

Como consecuencia de las mencionadas actualizaciones legales efectuadas, se ha producido un mayor cargo a resultados en concepto de amortizaciones, después de considerar el efecto atribuible a socios externos, por importe de 42, 31 y 20 millones de euros en 2001, 2002 y 2003, respectivamente.

Inversiones en exploración y producción de hidrocarburos

Inversiones en zonas con reservas

Bajo este epígrafe se incluyen los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas, así como los costes soportados en sondeos con resultado positivo y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos.

A 31 de diciembre de 2002 y 2003, las inversiones en zonas con reservas han sido de 26.846 millones de euros y 24.286 millones de euros, respectivamente. La reducción experimentada por este epígrafe en los ejercicios 2002 y 2003, en términos de coste bruto, se ha debido fundamentalmente a la revalorización del euro frente al dólar, ya que se trata de activos denominados en dólares y que se reexpresan en euros a tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. (Ver Nota 5 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

Las inversiones registradas bajo este epígrafe se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

La amortización y depreciación de estas inversiones en zonas con reservas se calculan en base a las reservas estimadas. Por lo tanto, cambios en las estimaciones, producirían cambios tanto en la amortización como en la depreciación de los activos.

1. 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.
2. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas son evaluadas anualmente y, de producirse un deterioro, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio.
3. 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.

La amortización acumulada de las inversiones en zonas con reservas a 31 de diciembre de 2002 y 2003 asciende a 14.786 y a 13.500 millones de euros, respectivamente.

De acuerdo con los procedimientos contables de general aceptación sobre depreciación de activos a largo plazo, se procede, con periodicidad anual, a realizar una comparación entre el valor de mercado o los flujos futuros de caja actualizados, en su caso, provenientes de las reservas probadas y no probadas, afectadas estas últimas por su factor de riesgo, de cada campo propiedad de la sociedad al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas. Como consecuencia de la aplicación de esta normativa en 2001 y 2002, Repsol YPF ha dotado una provisión de 655 y 410 millones de euros, respectivamente, recogida en el epígrafe “Resultados Extraordinarios” de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. En 2003 se incluye un ingreso extraordinario de 275 millones de euros como consecuencia de la reversión de una parte de las provisiones dotadas por este mismo concepto. (Ver Nota 18 de la Memoria Consolidada Anexo I de este Folleto).

Otros costes de exploración

Bajo esta denominación se registran las inversiones en exploración que se encuentran en curso y aquellas financiadas por el Estado que no se hayan declarado como fallidas y se presentan en las cuentas anuales según se explica a continuación:

1. Los costes de adquisición de participaciones en exploración se capitalizan a su precio de compra, y se amortizan con cargo a resultados en función de la evaluación técnica de los resultados de la exploración en curso, teniendo como límite la duración del contrato que regula dichas participaciones. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, se reclasifican al epígrafe “Inversiones en zonas con reservas” por su valor neto contable en el momento que así se determine.
2. Las operaciones de exploración de hidrocarburos se registran contablemente de acuerdo con el método de exploración con éxito (successful-efforts). Según este método, los costes de exploración, excluido el coste de sondeos, se cargan a resultados a medida que se producen. Los costes de perforación de sondeos se capitalizan hasta determinar si dichos sondeos dan lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables, en cuyo caso son reclasificados al epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. En caso negativo, dichos costes de perforación se cargan a resultados cuando así se determina.

Costes de futuros abandonos y desmantelamiento de campos

Los costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados, campo por campo, teniendo en cuenta normas nacionales e internacionales. Estos costes se imputan a cada ejercicio en función de la producción respecto a las reservas probadas. (Ver Nota 14 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

3) **Inmovilizado financiero.** (Ver Capítulo III.6 3 de este Folleto Continuado).

4) **Fondo de comercio de consolidación**

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el precio pagado en la adquisición de sociedades participadas y el valor teórico-contable proporcional al porcentaje de participación resultante del balance de situación de estas sociedades en el momento de la compra, ajustado, en su caso, por la valoración específica hecha de sus activos y pasivos. Se amortiza en el período de recuperación de las inversiones realizadas con un máximo de 20 años. (Ver Nota 7 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

La composición del fondo de comercio de consolidación desglosado por sociedades participadas al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 es la siguiente:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
<u>Sociedades consolidadas por integración global</u>			
YPF, S.A.	3.422	2.386	1.864
Empresas Lipigas, S.A.	125	92	84
Refinería La Pampilla, S.A.	63	50	23
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	56	45	40
Repsol YPF Gas, S.A. (1)	15	6	6
Duragás, S.A.	21	16	13
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	12	6	5
5254 Participações, S.A.	7	-	-
<u>Sociedades consolidadas por integración proporcional</u>			
Refap, S.A.	359	189	182
Compañía Distribuidora de Gas do Río de Janeiro	93	26	27
Gas Natural SDG, S.A.	107	51	155
Buenergía Gas & Power	-	-	41
Gas Natural, S.A. ESP	54	12	13
Ceg Río, S.A.	36	11	11
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	54	9	7
Global Companies LLC	12	9	6
Refinería de Petróleos de Manguinhos, S.A. y subsidiarias	3	5	4
Refinerías del Norte, S.A.	4	4	3
Gas Natural del Oriente, S.A.ESP	10	2	2
Gas Natural Navarra, S.A.	6	1	1
Gas Argentino, S.A.	15	-	-
Gas Natural México, S.A. de C.V.	10	-	-
<u>Sociedades consolidadas por puesta en equivalencia</u>			
PBB Polisor, S.A. (2)	8	9	6
Sucar, S.A.	3	3	2
Limagás, S.A.	2	2	1
	<u>4.497</u>	<u>2.934</u>	<u>2.496</u>

(1) Antes YPF Gas, S.A. y Repsol Gas, S.A. fusionadas con fecha 1 de enero de 2001.

(2) Antes Petroquímica Bahía Blanca SAIC y Polisor, S.A. fusionadas en 2001.

Las principales adquisiciones de 2002 han sido CEG (68 millones de euros) y CEG Río (26 millones de euros). En 2003 las principales adquisiciones han correspondido a Gas Natural SDG, S.A. (111 millones de euros) y Buenergía Gas & Power (41 millones de euros). (Ver la Nota 7 de la Memoria Consolidada del Grupo Repsol YPF, S.A. en el Anexo I de este Folleto)

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen los Administradores, las previsiones de resultados atribuibles al Grupo Repsol YPF por estas sociedades equivalen, como mínimo, al importe pendiente de amortización de los respectivos fondos de comercio en sus plazos correspondientes. No se han hecho ajustes ni correcciones de valor durante los ejercicios 2001, 2002 y 2003.

5) Provisiones para riesgos y gastos

El detalle de los saldos netos al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 es el siguiente:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Provisión para pensiones	60	69	75
Provisión restructuración plantillas	65	17	12
Desmantelamiento de campos	178	125	151
Compromisos y pasivos contingentes	349	261	326
Fondos de reversión	42	34	40
Otras provisiones	703	659	850
	<u>1.397</u>	<u>1.165</u>	<u>1.454</u>

El cuadro con el movimiento de las provisiones correspondientes a los ejercicios 2001, 2002 y 2003 figura en la Nota 14 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto.

Seguidamente se detalla la naturaleza de cada una de las provisiones antes indicadas.

Provisión para pensiones y obligaciones similares

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones, cuyas principales características son las siguientes:

- a) Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- b) 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 asimismo un plan de pensiones de aportación definida para los empleados de sus principales sociedades (YPF, OPESSA y Repsol YPF Gas), donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un tope establecido. Debido al impacto económico que la crisis económica de Argentina tuvo sobre los fondos administrados por las compañías de seguros de retiro, YPF suspendió sus aportaciones a dichas compañías, si bien continuó efectuando las retenciones al personal, realizando las contribuciones oportunas y depositando los fondos preventivamente en cuentas de la Compañía. Descartando los vehículos anteriores de administración de los planes, se decidió, como fórmula óptima, la constitución de un fideicomiso para las contribuciones realizadas por la Compañía y un fondo común de inversión para las aportaciones de los empleados. Este último se registra ante la Comisión Nacional de Valores argentina.

Los trabajadores a tiempo completo de Maxus Energy Corporation (filial de YPF) 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 del Grupo Maxus. Las bases de cálculo de las aportaciones son una tasa de descuento del 6,25%, tasa esperada de retorno de activos 9%, tasa esperada de incremento de las compensaciones, entre 4,5 y 5,5% y tabla de mortalidad UP-94.

Asimismo esta compañía otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente. Las cantidades a pagar por estos conceptos se devengan a lo largo del servicio activo del trabajador.

En relación con estos programas en 2003 y 2002 se ha registrado un gasto extraordinario de 27 y 41 millones de euros, respectivamente, para cubrir la diferencia entre la provisión existente y las prestaciones garantizadas.

El coste anual de los planes de pensiones y obligaciones similares se incluye en las cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas adjuntas bajo el epígrafe “Gastos de personal - cargas sociales” y ha ascendido en 2003 y 2002 a 24 millones de euros y en 2001 a 26 millones de euros. Dentro del epígrafe de “Gastos financieros” se han incluido 0,1, 0,4 y 0,7 millones de euros en 2003, 2002 y 2001, respectivamente, en concepto de actualización financiera de las provisiones existentes al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente.

Provisión para reestructuración de plantillas

Los costes estimados de los planes de reestructuración se cargan a resultados en el ejercicio en el que el correspondiente plan se acuerda y se recogen en el epígrafe “Resultados extraordinarios” de las cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas (ver Notas 14 y 18 de la Memoria Consolidada en el Anexo I y Capítulo IV.4.2 Información Laboral – “Negociación colectiva” de este Folleto).

Provisión por abandono de campos

Bajo este epígrafe se recogen los costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) que están calculados, campo por campo, teniendo en cuenta normas contables nacionales e internacionales. Estos costes se imputan a cada ejercicio en función de la producción respecto a las reservas probadas.

En la nota 14 de la Memoria Consolidada en el Anexo I de este Folleto están desglosados el saldo y las dotaciones y aplicaciones de la provisión para abandono de campos en los ejercicios 2003 y 2002.

Compromisos y pasivos contingentes

Se incluyen las provisiones para riesgos y gastos correspondientes a responsabilidades probables o ciertas, nacidas de litigios en curso u obligaciones pendientes de cuantía indeterminada. Su dotación se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago.

En la nota 14 de la Memoria Consolidada en el Anexo I de este Folleto están desglosados el saldo y las dotaciones y aplicaciones de la provisión para abandono de campos en los ejercicios 2003 y 2002.

Otras provisiones

Se incluyen las provisiones para riesgos y gastos correspondientes a responsabilidades probables o ciertas. Su dotación se efectúa cuando estas circunstancias se ponen de manifiesto y en función del importe estimado de los riesgos. El detalle de las principales partidas incluidas en este apartado es el siguiente:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Litigio GLP Argentina	72	-	-
Provisión técnica de seguros	74	57	75
Aprovisionamientos	58	6	-
Obligaciones con el personal	41	23	53
Contingencias medioambientales	133	103	80
Morosidad crisis en Argentina (1)	181	-	-
Provisiones para litigios	103	122	164
Valoración a mercado de instrumentos financieros	-	145	138
Valoración patrimonial sociedades participadas	4	77	48
Provisión por compromiso de transporte por oleoducto en Ecuador (2)	-	-	145
Otras provisiones	37	126	146
	<u>703</u>	<u>659</u>	<u>850</u>

- (1) Del total de la provisión registrada por este concepto por importe de 251 millones de euros, 181 millones de euros se registraron bajo el epígrafe de provisiones de largo plazo por corresponder al riesgo país de Argentina y los 70 millones de euros restantes se registraron como una provisión de circulante por estar asociada a la actual cartera de clientes. En el ejercicio 2002, debido a la evolución favorable de la situación en Argentina 20 millones de la provisión fueron aplicados a su finalidad, mientras que el resto del saldo de la misma fue revertido en su totalidad.
- (2) Ver Capítulo IV.2.4.1. Actividades de Exploración y Producción – Ecuador. Compromiso de transporte de crudo por oleoducto (100.000 barriles / día para un periodo de 15 años comprendido entre septiembre de 2003 y septiembre de 2018).

6) Cobertura de la inversión neta en moneda extranjera

Con el objetivo de reducir el riesgo de exposición a las variaciones del tipo de cambio, Repsol YPF tiene una política de financiación de sus inversiones en el extranjero en la misma moneda en que se generan los flujos de caja procedentes de las mismas. Esta política se aplica a través del uso de financiación de las inversiones con préstamos en moneda extranjera, principalmente en dólares, a través de acuerdos de intercambio de divisas (swaps) y otros instrumentos financieros.

Las inversiones en moneda extranjera, así como las obligaciones contraídas en la misma moneda funcional que dichas inversiones, se convierten a final de cada ejercicio a tipo de cambio de cierre correspondiente. Los ajustes resultantes se registran en el epígrafe del patrimonio “Diferencias de conversión” en los estados financieros consolidados.

Como consecuencia de la revalorización del euro frente al dólar americano, la conversión de los activos netos (deducida la deuda) denominados en esta moneda y, por lo tanto expuestos a la variación del tipo de cambio, ha supuesto registrar unas diferencias de conversión negativas por importe de 1.303 millones de euros en el ejercicio 2003 y 1.099 millones de euros en el ejercicio 2002.

El detalle del efecto de estas operaciones reflejado en “Diferencias de conversión” al 31 de diciembre de 2002 y 2003 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2002	2003
Ajustes valor inversiones en moneda extranjera	(2.751)	(2.589)
Ajustes pasivos en moneda extranjera	1.652	1.286
Efecto neto en Diferencias de Conversión(*)	<u>(1.099)</u>	<u>(1.303)</u>

(*) Ver nota sobre el movimiento de las diferencias de conversión y otros en el ejercicio 2002 y 2003 en el Capítulo V.7 Evolución de los Fondos Propios del Grupo Repsol Consolidado.

V.3

ENDEUDAMIENTO NETO Y LIQUIDEZ DEL GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO

Repsol YPF tiene una importante cartera de inversiones financieras líquidas, recogidas en el balance de situación en el epígrafe inversiones financieras temporales y otras inversiones financieras a largo plazo recogidas como activos no circulantes. Estas partidas, las cuales son plenamente convertibles a efectivo y las registradas en el epígrafe caja, minoran el importe de deuda total para el cálculo del importe de “deuda neta”.

Los desgloses que figuran a continuación detallan la situación de la deuda financiera teniendo en cuenta los instrumentos derivados existentes.

El detalle de la deuda financiera total y de la deuda financiera neta al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 es el siguiente:

Situación financiera	A 31 de diciembre		
	2001	2002	2003
	(Millones de euros)		
Deuda a largo plazo	13.488	8.273	6.454
Deuda a corto plazo	7.563	3.999	4.369
Deuda total	21.051	12.272	10.823
Menos			
Tesorería	(278)	(195)	(247)
Inversiones financieras temporales	(3.909)	(4.270)	(5.031)
Inversiones financieras a largo plazo	(309)	(335)	(498)
Deuda neta	16.555	7.472	5.047

En el cálculo del nivel de endeudamiento neto para los años 2001, 2002 y 2003 no se han considerado las emisiones de participaciones preferentes que figuran registradas bajo el epígrafe “Socios externos” de los balances de situación consolidados cuyos importes ascendían a 3.814, 3.691 y 3.575 millones de euros, respectivamente.

A continuación se detallan la capitalización y la capitalización ajustada al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003, respectivamente.

	A 31 de diciembre		
	2001	2002	2003
	Millones de euros		
Deuda a corto plazo	7.563	3.999	4.369
Deuda a largo plazo	13.488	8.273	6.454
I DEUDA TOTAL	21.051	12.272	10.823
Socios Externos	6.591	4.223	4.054
Fondos Propios	14.538	13.586	13.632
II CAPITALIZACIÓN (Deuda+Socios Externos+Fondos Propios)	42.180	30.081	28.509
III Menos			
Tesorería e Inversiones financieras temporales	(4.187)	(4.465)	(5.278)
Inversiones financieras a largo plazo	(309)	(335)	(498)
IV Más			
Subvenciones e ingresos a distribuir en varios ejercicios	877	262	336
Financiación del Estado para la exploración	5	3	3
V CAPITALIZACIÓN AJUSTADA	38.566	25.546	23.072
Ratio de deuda total sobre capitalización (I / II)	49,9%	40,8%	38,0%
Ratio de deuda neta sobre capitalización ajustada (I – III / V)	42,9%	29,2%	21,9%

Durante los ejercicios 2001, 2002 y 2003, el ratio de deuda neta sobre capitalización ajustada ha continuado descendiendo desde el 42,9% en 2001 hasta situarse en el 29,2% en 2002 y 21,9% en 2003. Asimismo se ha reducido la deuda neta que ha pasado de 16.555 millones de euros a 31 de diciembre de 2001 a 7.472 millones de euros en 2002 y 5.047 millones de euros en 2003.

Desde el año 1999, Repsol YPF ha venido ejecutando un plan selectivo de desinversiones, por un importe total de 4.500 millones de dólares, destinado a refinanciar parcialmente la compra de YPF. Hasta 31 de diciembre de 2003 Repsol YPF ha venido realizando desinversiones en relación con este plan por importe de 6.804 millones de euros. Repsol YPF completó el plan en el 2002 a través de la reducción de su participación en CLH y Enagas como requiere el Real Decreto Ley 6/2000 y de la venta del 23% de Gas Natural SDG. (Ver Capítulo IV.1.2 Marco legal. España. Gas Natural -“ Propiedad de Enagas”).

La ejecución de este plan de desinversiones junto con el efecto de la depreciación del dólar, así como la generación de cash-flows libres en los próximos ejercicios está permitiendo reducir progresivamente la deuda financiera de forma que el ratio de deuda sobre capitalización a 31 de diciembre de 2003 se ha situado en un nivel del 21,9% por lo que uno de los objetivos prioritarios de la política financiera de la compañía que era el de situar el ratio de deuda sobre capitalización a finales del año 2003 en un nivel cercano al 35% ha sido ya alcanzado.

El 17 de julio de 2000, Repsol International Finance, B.V., emitió 1.250 millones de dólares correspondientes al principal de la emisión de bonos con un interés del 7,45% y vencimiento 15 de julio de 2005. El pago de los intereses y del principal de los bonos está garantizado por Repsol YPF. El 5 de mayo de 2000, Repsol International Finance, B.V. emitió deuda denominada en euros garantizada por Repsol YPF por importe de 1.000 millones de euros correspondiente al principal de la emisión de bonos con un interés del 6% y vencimiento en el ejercicio 2010.

Durante el ejercicio 2001, Repsol International Finance emitió deuda denominada en euros garantizada por Repsol YPF por los importes siguientes: el 21 de junio, 325 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos con un interés de 3,75% y vencimiento en el ejercicio 2004 y 175 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos garantizados con un interés del 6% y vencimiento en el ejercicio 2010 y el 4 de diciembre, 750 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos con un interés del 5,75% y vencimiento en el año 2006.

Adicionalmente, durante 2001, Repsol International Capital emitió participaciones preferentes garantizadas por Repsol YPF por los importes siguientes: 1.000 millones de euros, en mayo de 2001 y 2.000 millones de euros, en diciembre de 2001.

El 28 de mayo de 2003, Repsol International Capital, emitió 150 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos con un interés del Euribor +10 puntos básicos y el 22 de julio de 2003, Repsol International Capital emitió 1.000 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos con un interés de 5% y vencimiento en el ejercicio 2013.

Por último, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 21 de abril de 2002, acordó autorizar al Consejo de Administración por un periodo de tres años para establecer y desarrollar uno o varios programas de pagarés de empresa, bajo ésta u otra denominación, sin que los pagarés en circulación puedan en ningún momento exceder el límite de 3.000 millones de euros. A 30 de junio de 2004, el saldo vivo de los pagarés emitidos por Repsol YPF asciende a 222,52 millones de euros.

En el cuadro que se incluye a continuación se detallan los principales factores que han contribuido a la evolución de la deuda neta en los dos últimos años.

	Millones de euros	
	2002	2003
Deuda neta al inicio del período	(16.555)	(7.472)
Cash flow neto	4.823	4.477
Desinversiones (1)	2.824	220
Inversiones (1)	(2.623)	(3.642)
Fondos gastados en retribuir accionistas (2)	(549)	(572)
Cambio en el método de consolidación de Gas Natural	3.112	(175)
Variación en el fondo de maniobra y otros (2)	(585)	842
Efecto variación tipo de cambio	2.081	1.275
Deuda neta al final del periodo	(7.472)	(5.047)

(1) Se excluyen las inversiones y desinversiones en activos financieros que no inciden en la evolución de la deuda neta.

(2) Recoge exclusivamente los dividendos pagados durante el ejercicio. No se tienen en cuenta los dividendos devengados correspondientes al ejercicio corriente, cuyo pago tiene lugar en el ejercicio siguiente.

A continuación se detalla la composición por divisas de los préstamos y deudas financieras con coste del Grupo Repsol YPF para los ejercicios 2001, 2002 y 2003.

	Millones de euros					
	2001		2002		2003	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
Dólares	2.153	6.349	1.398	3.458	3.209	4.121
Otras divisas	339	51	56	66	110	72
Euros	5.071	7.088	2.545	4.749	1.050	2.261
TOTAL	7.563	13.488	3.999	8.273	4.369	6.454

A 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 la deuda a largo plazo a tipo variable ascendía a 4.748, 2.068 y 1.917 millones de euros, lo que representa un 35%, un 25% y un 30% sobre el endeudamiento financiero a largo plazo, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2003 el 68% de la deuda bruta estaba denominada en dólares, bien directamente o bien a través de operaciones de cobertura sobre tipos de cambio.

En este tipo de operaciones de cobertura (coberturas de tipo de cambio), las primas o descuentos que representan la diferencia entre el tipo a plazo y el tipo de contado a la firma del contrato, así como los intereses de las permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés se registran como ingresos y gastos financieros a lo largo de la duración de los contratos. Como resultado de estas operaciones, Repsol YPF ha registrado en los ejercicios 2003 y 2002 un gasto financiero de 204 y 296 millones de euros respectivamente en el epígrafe “Gastos financieros por operaciones con terceros – Otros”, y un ingreso financiero de 194 y 267 millones de euros respectivamente en el epígrafe “Otros ingresos financieros”, de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias en la Memoria Consolidada en el Anexo I de este Folleto.

El detalle de la deuda al 31 de diciembre de 2003 por vencimientos es como sigue:

(Millones de euros equivalentes)
Fecha de vencimiento prevista

Al 31 de diciembre de 2003	2004	2005	2006	2007	2.008	Años posteriores	Total
Deuda financiera							
Dólares USA	3.209	1.696	736	274	203	1.212	7.330
Otras divisas	110	45	0	0	7	21	183
Euros	1.051	249	261	442	14	1.294	3.311
Participaciones preferentes							
Dólares USA	-	-	-	-	-	576	576
Euros	-	-	-	-	-	3.000	3.000

Cabe destacar que la compañía mantiene la política de cubrir sus necesidades de financiación en las mismas divisas en que están denominados los activos financiados. Esto hace que el efecto de las variaciones de los tipos de cambio en la traducción a euros de la deuda denominada en divisas no repercuta en la cuenta de resultados debido a que dichas variaciones se compensan, prácticamente en su totalidad, con las producidas en el valor en euros de los activos también denominados en divisas.

Repsol YPF dispone además de otros recursos ajenos a largo plazo:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Fianzas y depósitos recibidos	213	196	198
Financiación del Estado para inversiones en Exploración	5	3	3
Otros acreedores	712	915	1.030
	<u>930</u>	<u>1.114</u>	<u>1.231</u>

El epígrafe “Fianzas y depósitos recibidos” corresponde básicamente a los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos pasivos no tienen un coste explícito y se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

Bajo el epígrafe “Otros acreedores” figuran las cantidades recibidas en concepto de anticipos por entregas futuras de petróleo correspondientes a los contratos de venta de crudo a plazo. Estas cantidades serán aplicadas a medida que tengan lugar las entregas físicas de crudo. El importe de estos anticipos a 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003 ascendía a 572, 372 y 265 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente, en el año 2003 se han registrado 472 millones de euros por el contrato a largo plazo de arrendamiento de tres buques metaneros dedicados al transporte de gas natural licuado.

V.4 COMPROMISOS Y GARANTÍAS

V.4.1 Operaciones con entidades de propósito especial

Aparte de las operaciones indicadas a continuación, Repsol YPF no tiene ninguna otra operación con entidades de propósito especial. Repsol YPF tampoco tiene participaciones mayoritarias que no estén incluidas en sus estados financieros, ni intereses o relaciones con otras entidades de propósito especial no reflejadas en los estados financieros.

Contratos de venta de crudo a largo plazo

Desde 1996, YPF ha suscrito tres acuerdos de venta de crudo a plazo, a los que en adelante nos referiremos como FOS (forward oil sale). Estos acuerdos se adoptaron con el fin de obtener fondos y financiar operaciones anticipadamente a las ventas y entregas futuras de crudo. YPF recibió como anticipos 381 millones de dólares en 1996, 300 millones de dólares en 1998 y 383 millones de dólares en 2001, a cuenta de entregas futuras de crudo. Las obligaciones asumidas por YPF por estas operaciones están registradas en el balance consolidado como anticipos de clientes y se irán llevando a resultados a medida que las entregas físicas de crudo se vayan produciendo según los términos de los contratos. A 31 de diciembre de 2003, los anticipos de clientes correspondientes a las operaciones FOS registrados en el balance consolidado del Grupo ascendían a 309 millones de euros. Las obligaciones de entrega de crudo bajo el contrato de compra-venta de crudo suscrito en 1996 han sido cumplimentadas en su totalidad, habiéndose producido la última entrega en octubre de 2003. Las obligaciones de entrega de crudo bajo los contratos suscritos en 1998 y 2001 continuarán hasta junio de 2008 y diciembre de 2008, respectivamente.

La estructura de cada operación FOS es similar. YPF suscribe un acuerdo de venta de crudo que establece distintos plazos futuros de entrega de crudo a lo largo de la vida del contrato. YPF recibe como anticipo a cuenta el importe del valor total de dichas entregas futuras de crudo. El precio del crudo que debe ser entregado se determina utilizando varios factores que incluyen las expectativas sobre la evolución de los precios del crudo y la calidad del crudo que se va a entregar. La contraparte en cada uno de estos acuerdos es una entidad de propósito especial (“special purpose entity”) con sede en las Islas Caimán. El crudo entregado de acuerdo con estos contratos es vendido a continuación en el mercado.

Con objeto de cubrir el riesgo al que está expuesto YPF derivado de la variación del precio del crudo que entregará en el futuro de acuerdo a los FOS, YPF ha contratado varios swaps sobre el precio del barril de crudo en virtud de los cuales YPF paga un precio fijo (el mismo que recibe según el contrato) sobre un notional (número de barriles) igual al crudo vendido, y recibe el precio de mercado para esas cantidades de crudo entregado. En la siguiente tabla se resume la estructura general de las transacciones FOS aún no satisfechas en su integridad:

	<i>FOS II</i>	<i>FOS III (2)</i>
Fecha	24 Junio 1998	31 Diciembre 2001
Ingreso neto (1)	\$299.967.289	\$382.693.787
Entidad de propósito especial	Oil Enterprises Ltd.	Oil International Limited
Endeudamiento entidad de propósito especial	315 millones \$ 6.239%	Bonos: 200 millones \$ 3.98% Bonos: 162.7 millones \$ 3.90%
Comprador	Morgan Guaranty Trust	Morgan Stanley Capital Group Limited (UK)
Comercializadora	YPF	Repsol YPF Trading y Transporte, S.A.
Garantía/Cobertura	Swap cobertura precio crudo/Seguro de incumplimiento	Swap cobertura precio crudo/Acuerdo suministro alternativo/Seguro de incumplimiento
Total compromisos (Barriles de crudo a entregar a lo largo de la vida del contrato)	23.934.985	24.105.532
Compromisos medios mensuales (Barriles crudo)	201.126	287.054
Duración del contrato	10 años	7 años

- (1) Las ventas totales bajo las operaciones FOS son las siguientes: FOS II: 310.587.895 dólares y FOS III: 400.000.000 dólares. La diferencia entre los anticipos recibidos y las ventas totales está depositada para cubrir ciertas contingencias y, en caso de que no se produzcan, serán entregadas a YPF durante los tres últimos meses anteriores al vencimiento de cada contrato.
- (2) La deuda original derivada del FOS III se refinanció en diciembre de 2002 y posteriormente se refinanció de nuevo en febrero de 2003.

Repsol YPF ha garantizado algunas de las obligaciones contraídas por YPF bajo el FOS III a través de un acuerdo de suministro alternativo (“contingent supply agreement”), por el cual se le puede exigir a Repsol YPF el suministro del crudo en caso de que YPF no atienda alguna de las entregas establecidas. Adicionalmente, si llegaran a producirse determinados incumplimientos del acuerdo de suministro alternativo, tales como no atender el suministro de crudo no entregado previamente por YPF, se le puede exigir a Repsol YPF la entrega anticipada del total de crudo a entregar por YPF a lo largo de la vida del contrato. Si Repsol YPF no fuera capaz de entregar las cantidades de crudo exigidas y no entregadas por YPF, Repsol YPF tendría que entregar el importe en efectivo equivalente a los barriles de crudo pendientes de entrega. Si YPF decidiese rescindir el acuerdo de venta (FOS) de forma anticipada y no fuese capaz de satisfacer las cantidades aún pendientes, se le podrá requerir a Repsol YPF la entrega de cantidades de crudo similares o liquidar en efectivo las cantidades equivalentes.

El acuerdo de suministro alternativo incluye cláusulas de incumplimiento cruzado (“cross default”) que podrían activarse en el caso de que se produjera un incumplimiento de las obligaciones derivadas del endeudamiento de Repsol YPF, YPF u otra filial sujeta a dichas cláusulas por un importe igual o superior a 30 millones de dólares.

Asimismo, bajo el acuerdo de suministro alternativo Repsol YPF también ha acordado indemnizar a la entidad de propósito especial del FOS III por determinados impuestos que podrían requerírsele a esta entidad de propósito especial que reembolsara a los tenedores de los bonos emitidos a través de dicha entidad de propósito especial y por cualquier “make-whole premium” (prima de aseguramiento) que podría requerirse que se pagara en el caso de una amortización anticipada de los bonos. Asimismo, en relación con el FOS III, Repsol YPF ha garantizado las obligaciones de YPF bajo el contrato de swap sobre el precio del barril de crudo relacionado con el FOS III.

En diciembre de 2002, el FOS III fue refinanciado mediante dos emisiones de bonos llevadas a cabo por una nueva entidad de propósito especial denominada Oil International Limited. Una de

las emisiones fue garantizada mediante una póliza de seguro de incumplimiento emitida por un tercero asegurador ajeno al Grupo. Los anticipos procedentes de las emisiones, tanto de la garantizada como de la no garantizada, se utilizaron para repagar la deuda original de la entidad de propósito especial del FOS III emitida en diciembre de 2001 y para recomprar sus participaciones preferentes. Los contratos subyacentes de entrega de crudo se asignaron a la nueva entidad de propósito especial. En febrero de 2003, la nueva entidad de propósito especial amortizó y reemplazó la emisión de bonos que no estaba garantizada mediante la emisión de una segunda serie de bonos garantizados por otro tercer asegurador diferente del de la otra emisión garantizada. Repsol YPF ha acordado rembolsar a cada asegurador por cualquier pago realizado bajo cualquiera de las pólizas del seguro de incumplimiento que cubran las emisiones de los bonos y asimismo ha garantizado las obligaciones de la entidad de propósito especial relacionadas con las pólizas de seguro correspondientes. Repsol YPF también ha otorgado cláusulas de indemnización y warranties a la entidad suscriptora de los bonos. Ni Repsol YPF ni ninguna de sus sociedades filiales han recibido anticipos ni reconocido ingreso alguno de terceras partes como resultado directo de esta refinanciación.

El tercero asegurador que garantiza las emisiones de bonos garantizados del FOS III emitidas en diciembre de 2002 es también el reasegurador de la póliza de seguro emitida bajo el FOS II. Formando parte de la refinanciación del FOS III, Repsol YPF acordó rembolsar a este asegurador cualquier pago realizado por él como reasegurador en relación con la póliza de aseguramiento de impago del FOS II.

A 31 de diciembre de 2002, los compromisos mensuales de entrega de crudo contraídos por YPF en base a los FOS representaron un 6,31% de su producción mensual, mientras que el total de compromisos pendientes por este concepto supusieron un 23,08% de la producción anual de crudo de YPF y el 17,31% de la producción anual del Grupo Repsol YPF.

A 31 de diciembre de 2003, los compromisos mensuales de entrega de crudo contraídos por YPF en base a los FOS han representado un 6,87% de su producción mensual, mientras que el total de compromisos pendientes por este concepto ha ascendido a un 20,20% de la producción anual de crudo de YPF y a un 14,27% de la producción anual del Grupo Repsol YPF.

El importe total de los compromisos de pago en efectivo en caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas de los contratos por parte de YPF se ha estimado en aproximadamente 531 millones de dólares. Bajo la hipótesis de cancelación anticipada, si YPF no pudiese atender la entrega del número de barriles comprometido con su propia producción, tendría que acudir al mercado a comprar crudo de calidades similares.

A 8 de marzo de 2004, las Autoridades Fiscales argentinas se dirigieron a YPF, S.A. manifestando que, conforme a su criterio, las operaciones de venta de crudo a plazo ("forward oil sale") realizadas en los años 1996 y 1998 bajo el FOS I y el FOS II deberían haberse considerado operaciones financieras realizadas en Argentina por lo que YPF debería haber practicado las correspondientes retenciones sobre los ingresos derivados de dichas operaciones por un importe aproximado de 15 millones de dólares más intereses y recargos. El 22 de abril de 2004, YPF presentó su defensa, rechazando el reclamo y argumentando su posición. La compañía considera que el posible reclamo que pudiera derivarse de estas actuaciones carecería de fundamento. No obstante, se ha registrado una provisión por el importe del daño que pudiera derivarse del mismo.

V.4.2 Compromisos contractuales

A continuación se detallan los compromisos contractuales al 31 de diciembre de 2003 firmados por Repsol YPF para los periodos indicados:

COMPROMISOS DE VENTA	Total	Inferiores a 1	Entre 1 y 3	Entre 3 y 5 años	A más de 5 años
		año	años		
(Miles de euros equivalentes)					
Ventas de crudo	386.193	87.613	155.248	140.983	2.349
Ventas de gas natural	14.019.072	1.281.741	2.088.030	1.708.311	8.940.990
Ventas de GLP	42.813	12.586	25.275	4952	–
Otras ventas de productos petrolíferos y petroquímicos	1.493.547	501.346	613.863	154.717	223.621
Transporte de crudo	145.197	12.325	14.914	14.914	103.044
Otros ingresos	110.396	20.886	42.773	10.757	35.980
Total	16.197.218	1.916.497	2.940.103	2.034.634	9.305.984

OBLIGACIONES CONTRACTUALES	Total	Inferiores a 1 año	Entre 1 y 3 años	Entre 3 y 5 años	A más de 5 años
	(Miles de euros equivalentes)				
Deuda financiera total	10.823.000	4.369.000	2.986.000	941.000	2.527.000
Transporte - Fletamentos	1.108.869	89.676	161.081	141.559	716.553
Leasings operativos	623.577	73.644	149.163	108.628	292.142
Obligaciones de compra (1)	16.817.523	1.412.231	2.322.577	1.855.514	11.227.201
Adquisición de servicios	2.621.165	206.588	381.793	345.565	1.687.219
Compromisos de inversión	571.204	222.955	302.299	44.376	1.574
Compras de materias primas	13.625.154	982.688	1.638.485	1.465.573	9.538.408
Productos petroquímicos	88.051	41.546	43.951	2.554	—
GLP	20.312	9.513	10.799	—	—
Gas natural (2)	13.321.744	916.043	1.551.848	1.434.364	9.419.489
Electricidad	116.813	8.426	17.414	17.561	73.412
Vapor	70.017	4.954	9.907	9.907	45.249
Nitrógeno	8.217	2.206	4.566	1.187	258
Otros pasivos a largo plazo registrados en el balance de situación (3)	6.270.000	5.779.000	254.244	13.844	222.912
TOTAL	35.642.969	11.723.551	5.873.065	3.060.545	14.985.808

(1) Incluye los compromisos de compras establecidos mediante acuerdos comerciales, acuerdos en los que no se establecen unos importes totales fijos. Estos compromisos se han cuantificado utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

(2) El contrato de suministro de 25 años entre Gas Natural y Sonatrach incluido en la tabla de obligaciones contractuales en el epígrafe “Obligaciones de compra-Compra de materias primas-Gas Natural”, incluye 2.256 millones de euros (equivalentes a 966.000 millones de pies cúbicos) respecto a este contrato (teniendo en cuenta que la participación de Repsol YPF en Gas Natural a 31 de diciembre de 2003 era de 27,15%). El valor económico de este compromiso se calculó con las mejores estimaciones de los precios del gas para 2004.

(3) En este epígrafe no se han incluido las provisiones de largo plazo registradas en el balance de situación a 31 de diciembre de 2003 cuyo importe asciende a 1.454 millones de euros.

Adicionalmente, Repsol YPF tiene otros compromisos a través de garantías y contratos sobre derivados. Ver apartados V.4.4. “Garantías” y V.8. “Operaciones con derivados financieros” del Capítulo V de este Folleto Continuo.

V.4.3 Compromisos adquiridos en el endeudamiento de Repsol YPF

En general, la deuda financiera de Repsol YPF incorpora cláusulas de vencimiento anticipado de uso habitual en contratos de esta naturaleza que incluyen, entre otras, la limitación al establecimiento de garantías reales (“negative pledge”), cambios adversos significativos y cláusulas de incumplimiento cruzado (“cross-default”).

Los eurobonos emitidos por Repsol International Finance, B.V. no subordinados y no garantizados por activos ascienden a 4.800 millones de euros del total de obligaciones negociables, representativas de deuda ordinaria, emitidas por la compañía que ascienden a 6.030 millones de euros. Estas emisiones se encuentran garantizadas por Repsol YPF y contienen cláusulas a través de las cuales la compañía se compromete a hacer frente a su vencimiento, a los pagos de intereses y a la devolución del principal y, salvo ciertas excepciones, a no crear cargas o gravámenes sobre los activos de Repsol YPF en garantía de las mismas o de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. Las emisiones de bonos en el mercado americano ascienden a 1.230 millones de euros garantizados por Repsol YPF, sobre el total emitido de 6.030 millones de euros, y contienen ciertas cláusulas por las cuales la compañía se compromete, salvo algunas excepciones, a no constituir cargas o gravámenes sobre activos de Repsol YPF en garantía de deuda financiera.

En caso de incumplimiento de cualquiera de las series de bonos emitidos, la entidad depositaria (trustee), a su discreción o a instancias de los tenedores de al menos una quinta o una cuarta parte del total nominal en circulación, dependiendo de la serie, podrá declarar vencidos e inmediatamente exigibles el principal y todos los intereses devengados.

Asimismo, YPF ha acordado la inclusión de ciertas cláusulas en emisiones de bonos por importe total de 515 millones de euros que incluyen, entre otras, el pago de las cantidades debidas a su vencimiento y, con ciertas excepciones, no establecer garantías o cargas sobre sus activos. En el caso de incumplimiento, la entidad depositaria (trustee) o los tenedores titulares de al menos el 25% del total nominal en circulación, podrán declarar vencidos e inmediatamente exigibles el principal y todos los intereses devengados.

Casi la totalidad de la deuda actual de Repsol YPF está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado (cross-default). Estas cláusulas se activarían en caso de impago de deuda por importe igual o superior a 20 millones de dólares o del 0,25% del patrimonio neto del Grupo. La deuda de YPF contiene cláusulas similares de cross-default referidas al impago tanto de intereses como de principal del endeudamiento por importe igual o superior a 20 millones de dólares.

Como resultado de estas cláusulas de cross-default, un impago por parte de Repsol YPF, YPF u otra filial sujeta a dichas cláusulas podría resultar en el vencimiento anticipado simultáneo de una parte significativa del endeudamiento total del Grupo. En opinión de los administradores de la compañía, a la fecha ni Repsol YPF ni ninguna de sus filiales sujetas a estas cláusulas se encuentra en situación de incumplimiento.

V.4.4 Garantías

Garantías prestadas:

A 31 de diciembre de 2003 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado a sociedades que no consolidan ni por el método de integración global ni por el método de integración proporcional las garantías siguientes:

- YPF, S.A. ha garantizado acuerdos de comercialización suscritos por ciertas subsidiarias por importe de 33 millones de euros. Adicionalmente YPF ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Pluspetrol Energy S.A., Central Dock Sud, S.A., PBB Polisor, S.A. y Mega, por importes de aproximadamente 52 millones de euros, 56 millones de euros, 10 millones de euros y 10 millones euros, respectivamente y para la financiación de la expansión de la planta PBB Polisor, por aproximadamente 118 millones de euros.

- YPF ha garantizado todas las participaciones de capital en Mega y Profertil, S.A. y se ha comprometido, entre otras cosas, a mantener sus participaciones en estas compañías hasta el 31 de diciembre de 2004 y el 31 de diciembre de 2010, respectivamente, tal y como exigen los correspondientes acuerdos de financiación. Asimismo, la compañía ha firmado una garantía en

relación a las actividades de financiación de Mega, por importe de aproximadamente 13 millones de dólares.

- Gas Natural ha otorgado garantías a sociedades del Grupo por importe de 244 millones de euros, importe correspondiente a la proporción atribuible al Grupo Repsol YPF de la cantidad garantizada.

Garantías recibidas:

A 31 de diciembre de 2003 el Grupo Repsol YPF ha recibido garantías por importe de 1.063 millones de euros de entidades financieras. Consisten principalmente en garantías de cumplimiento de los términos y condiciones de ofertas adjudicadas, garantías exigidas por tribunales y cuerpos administrativos en relación a litigios en curso y demandas cuya resolución todavía no es firme, y actividades de comercialización de compañías del Grupo.

La Dirección de Repsol YPF S.A. no espera que surjan pérdidas significativas de estos compromisos, que no sean aquellas ya registradas.

V.5 EVOLUCIÓN DEL FONDO DE MANIOBRA DEL GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO

El cuadro adjunto recoge la composición y evolución del Fondo de Maniobra del Grupo Repsol YPF para los ejercicios 2001, 2002 y 2003.

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Existencias	2.106	2.119	2.109
Clientes	4.087	3.041	2.954
Acreedores comerciales	(2.516)	(2.609)	(2.630)
Fondo de Maniobra comercial	3.677	2.551	2.433
Otros deudores a corto plazo ⁽²⁾	1.727	1.467	1.663
Otros acreedores no financieros a corto plazo	(3.011)	(2.327)	(3.186)
Fondo de Maniobra de explotación	2.393	1.691	910
Tesorería disponible	4.187	4.465	5.278
Endeudamiento Financiero a corto plazo	(7.563)	(3.999)	(4.369)
FONDO DE MANIOBRA NETO	(983)	2.157	1.819
Fondo de Maniobra Neto / Capitales permanentes ⁽¹⁾	(2,60%)	7,41%	6,53%
Fondo de Maniobra Neto / Stocks	(46,68%)	101,79%	86,25%

(1) Capitales Permanentes: Fondos Propios + Pasivo a largo Plazo

(2) Incluye los epígrafes siguientes: "Entidades públicas deudoras", "Otros deudores" y "Ajustes por periodificación" de los balances de situación consolidados a 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003, respectivamente. (Ver memorias consolidadas Anexo I de este Folleto)

En el ejercicio 2002, la disminución en el fondo de maniobra de explotación respecto al 2001 y en términos homogéneos, se debió fundamentalmente a la devaluación del peso argentino y a una mejora en la política de gestión de cobros y pagos del Grupo. Durante el ejercicio 2002, el endeudamiento financiero a corto plazo se redujo en un 47% hasta 3.999 millones de euros, como consecuencia fundamentalmente de la caja operativa libre generada, las desinversiones realizadas, la desconsolidación de Gas Natural y la depreciación del dólar. A pesar de esta reducción y, como parte de la política financiera de la empresa, se mantuvo el nivel de las inversiones financieras líquidas de manera que aún bajo circunstancias adversas se pudiera atender en todo momento los vencimientos de la deuda a corto plazo.

En el ejercicio 2003, la disminución en el fondo de maniobra de explotación y en términos homogéneos, se ha debido fundamentalmente a la diferencia entre el impuesto devengado por YPF y el efectivamente pagado. A partir del mes de julio del 2004, en el que ya se tomará como base la liquidación impositiva del ejercicio 2003, los importes de pago y de devengo se aproximarán.

V.6 EVOLUCIÓN DEL CASH-FLOW DEL GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO

El cuadro adjunto presenta la evolución del Cash-Flow del Grupo Repsol YPF para los ejercicios 2001, 2002 y 2003 desglosando para cada período los fondos generados por operaciones, inversiones o financiación, conciliando adicionalmente la variación interanual en la Tesorería.

CUADRO DE FINANCIACIÓN

Millones de euros			
CASH-FLOW POR OPERACIONES	2001	2002	2003
Resultado Neto	1.025	1.952	2.020
Ajustes al Resultado:			
- Amortizaciones	3.294	2.926	2.419
- Provisiones Netas	1.138	692	260
- Intereses Minoritarios	490	334	210
- Resultado en enajenación de activos	(302)	(1.270)	(56)
- Impuestos diferidos y otros	84	189	(376)
FONDOS GENERADOS	5.729	4.823	4.477
Variación Fondo de Maniobra Según Balances:			
- Existencias	554	(13)	10
- Ajustes por periodificación	29	(28)	5
- Deudores	882	1.227	(288)
- Acreedores C.P.	(1.579)	(484)	1.054
Otros cambios en activos y pasivos operativos (1)	(126)	(1.055)	115
	5.489	4.470	5.373
CASH-FLOW POR INVERSIONES			
Inversión en inmovilizado material	(3.894)	(2.228)	(2.241)
Inversión en inmovilizado inmaterial	(91)	(57)	(80)
Inversión en inmovilizado financiero	(471)	(388)	(1.516)
Inversión en gastos amortizables	(361)	(80)	(24)
Desinversiones	1.237	2.558	228
	(3.580)	(195)	(3.633)
CASH-FLOW POR ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Endeudamiento a largo plazo recibido	4.014	1.144	2.045
Ampliación de capital	-	-	-
Aportación de socios externos	3.002	-	-
Subvenciones recibidas	71	96	47
Endeudamiento L/P cancelado	(1.075)	(288)	(714)
Dividendos	(1.121)	(476)	(634)
Aplicación de provisiones y otros	172	(76)	(44)
Variación Fondo de maniobra financiero (1)	(7.055)	(4.758)	(2.388)
	(1.992)	(4.358)	(1.688)
Variación neta de tesorería	(83)	(83)	52
Tesorería al inicio del ejercicio	361	278	195
Tesorería al final del ejercicio	278	195	247

(1) Como resultado de las variaciones en el perímetro de consolidación (ver nota 1.f de la Memoria Consolidada incluida en el anexo I del presente Folleto) y de las diferencias de conversión registradas en el año se han excluido los siguientes movimientos no de caja en el cuadro de cash flow para los años 2001, 2002 y 2003:

	Millones de euros		
	2001	2002	2003
Otros cambios en activos y pasivos operativos:			
Consolidación de nuevas compañías	247	-402	8
Diferencias de cambio	-213	-367	4
Otros cambios no de caja en activos y pasivos operativos	-160	-286	103
	-126	-1.055	115
Variación no de caja en el fondo de maniobra financiero	-5.219	-833	-1.997
	-5.345	-1.888	-1.882

La variación neta de caja en los ejercicios 2002 y 2003 fue negativa por 83 millones de euros y en el ejercicio 2003 fue positiva por 52 millones de euros.

En los ejercicios 2001 y 2002, la caja generada por las operaciones ordinarias ascendió a 5.489 y a 4.470 millones de euros, respectivamente, frente a la caja generada en el ejercicio 2003 que ha alcanzado los 5.373 millones de euros. En el cálculo de la caja generada por las operaciones se han considerado los ajustes realizados al resultado neto por los resultados obtenidos en las enajenaciones de activos; este ajuste fue negativo en los ejercicios 2001, 2002 y 2003 ascendiendo a 302, 1.270 y 56 millones de euros, respectivamente. La caja generada por las operaciones incluye el resultado neto del ejercicio antes de socios externos y antes del resultado obtenido en las enajenaciones de activos importes que totalizaron 1.213 y 1.016 millones de euros en los ejercicios 2001 y 2002, respectivamente, comparables con 2.174 millones de euros en el ejercicio 2003, así como las dotaciones a amortizaciones y provisiones que ascendieron a 4.516, 3.807 y 2.303 millones de euros en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, respectivamente. En los ejercicios 2001 y 2002, la caja generada por las operaciones se ha visto disminuida por las necesidades del fondo de maniobra operativo en 240 y 353 millones de euros, respectivamente, mientras que en el ejercicio 2003 ha aumentado en 896 millones de euros.

La caja generada por las actividades de inversión en 2003 supuso una salida neta de fondos de 3.633 millones de euros al compensarse los 3.861 millones de euros aplicados en inversiones en activos fijos y otras adquisiciones con la caja generada por desinversiones por importe de 228 millones de euros. En los ejercicios 2001 y 2002 la caja aplicada en inversiones neta de la generada por las desinversiones realizadas ascendió a 3.580 y 195 millones de euros, respectivamente.

De la caja libre remanente se destinaron a la distribución de dividendos 1.121, 476 y 634 millones de euros en los ejercicios 2001, 2002 y 2003, respectivamente, destinándose el resto de liquidez a la reducción de deuda. Asimismo en el ejercicio 2001, se emitieron participaciones preferentes por importe de 3.000 millones de euros que se aplicaron a la reducción de deuda.

V.7 EVOLUCIÓN DE LOS FONDOS PROPIOS DEL GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO

La composición de este epígrafe al 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003, así como su evolución durante dichos ejercicios ha sido la siguiente:

Millones de euros

	Capital suscrito	Prima de emisión	Otras reservas de la sociedad dominante			Reservas voluntarias	Reservas en sociedades consolidadas	Diferencias de conversión	Beneficio del ejercicio	Dividendo a cuenta	Total
			Reserva legal	Reserva de revalorización	Reserva ajuste euros						
Ejercicio 2001											
Saldo a 31/12/00	1.221	6.428	224	3	2	1.109	3.397	562	2.429	(232)	15.143
Distribución de resultados del ejercicio 2001:											
Reserva legal	-	-	20	-	-	-	-	-	(20)	-	-
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	(232)	232	-
Dividendo complementario	-	-	-	-	-	-	-	-	(378)	-	(378)
Reservas voluntarias	-	-	-	-	-	(99)	567	-	(468)	-	-
						39	1.760		(1.799)		
Diferencias de conversión (moneda extranjera) y otros (1)	-	-	-	-	-	-	21	(1.016)	-	-	(995)
Beneficio del ejercicio 2001	-	-	-	-	-	-	-	-	1.025	-	1.025
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(257)	(257)
Saldo a 31/12/01	1.221	6.428	244	3	2	1.049	5.745	(454)	557	(257)	14.538
Ejercicio 2002											
Saldo a 31/12/01	1.221	6.428	244	3	2	1.148	5.178	(454)	1.025	(257)	14.538
Distribución de resultados del ejercicio 2001:											
Reserva legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	(257)	257	-
Dividendo complementario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reservas voluntarias	-	-	-	-	-	1.607	(839)	-	(768)	-	-
Diferencias de conversión (moneda extranjera) y otros (2)	-	-	-	-	-	-	(49)	(2.672)	-	-	(2.721)
Beneficio del ejercicio 2002	-	-	-	-	-	-	-	-	1.952	-	1.952
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(183)	(183)
Saldo a 31/12/02	1.221	6.428	244	3	2	2.755	4.290	(3.126)	1.952	(183)	13.586
Ejercicio 2003											
Saldo a 31/12/02	1.221	6.428	244	3	2	2.755	4.290	(3.126)	1.952	(183)	13.586
Distribución de resultados del ejercicio 2002:											
Reserva legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	(183)	183	-
Dividendo complementario	-	-	-	-	-	(196)	-	-	-	-	(196)
Reservas voluntarias	-	-	-	-	-	1.109	660	-	(1.769)	-	-
Diferencias de conversión (moneda extranjera) y otros (3)	-	-	-	-	-	-	(10)	(1.524)	-	-	(1.534)
Beneficio del ejercicio 2003	-	-	-	-	-	-	-	-	2.020	-	2.020
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(244)	(244)
Saldo a 31/12/03	1.221	6.428	244	3	2	3.668	4.940	(4.650)	2.020	(244)	13.632

- (1) Por lo que se refiere al movimiento del ejercicio 2001 este corresponde básicamente al efecto de la devaluación argentina lo que supuso minorar las diferencias de conversión en 1.450 millones de euros en el 2001 compensado en parte por 269 millones de euros correspondientes a la revalorización del dólar en dicho ejercicio.
- (2) Como consecuencia de la revalorización del euro frente a otras monedas, fundamentalmente el dólar americano, el peso argentino y el real brasileño, la conversión de los activos netos (deducida la deuda) denominados en estas monedas y, por lo tanto expuestos a la variación del tipo de cambio, ha supuesto una disminución de las diferencias de conversión en el ejercicio 2002 por importe de 1.099, 1.102 y 355 millones de euros, respectivamente.
- (3) En el ejercicio 2003 y debido a la revalorización del euro frente al dólar americano y a la revalorización del real

brasileño frente al euro, la conversión de los activos netos (deducida la deuda) denominados en estas monedas y, por lo tanto expuestos a la variación del tipo de cambio, ha supuesto una variación de las diferencias de conversión por importe de (1.303) y de 48 millones de euros, respectivamente. La evolución del tipo de cambio del dólar, el peso argentino y el real brasileño frente al euro en los tres últimos ejercicios ha sido la siguiente (Ver Capítulo IV.1.3 Riesgos de negocio de Repsol YPF – “Riesgo país Argentina” y “Riesgo de tipo de cambio” y Capítulo V.2.4 Desgloses de las partidas más significativas del Balance de Situación – Cobertura de la inversión neta en moneda extranjera).

Divisas/€	A 31 de diciembre		
	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
<u>Dólar americano</u>			
Tipo medio	0,90	0,94	1,13
Tipo cierre	0,89	1,05	1,26
<u>Peso argentino</u>			
Tipo medio	0,90	2,96	3,27
Tipo cierre	0,89	3,48	3,67
<u>Real brasileño</u>			
Tipo medio	2,10	2,79	3,47
Tipo cierre	2,07	3,71	3,64

V.8 OPERACIONES CON DERIVADOS

El Grupo Repsol YPF utiliza estos instrumentos en operaciones de cobertura de los riesgos operativos y financieros.

Repsol YPF no estaba expuesto a un nivel significativo de riesgo derivado de estos instrumentos, sensibles al precio del crudo, al tipo de cambio y al tipo de interés ni en 2001, ni en 2002, ni en 2003.

En la Nota 23 “Otra información” de la memoria consolidada que acompaña a este documento se describen las operaciones realizadas por el Grupo, así como su contabilización. En el apartado IV. 1.3 de este Folleto se describen los riesgos de mercado del Grupo Repsol YPF.

A continuación se desglosan los instrumentos de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2003:

A) Operaciones de cobertura del riesgo de precio del crudo y otros productos

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.

Los resultados que se generan al liquidar estos instrumentos a su vencimiento, momento en el cual tiene lugar la entrega física del producto, se registran como ingresos y gastos de explotación en los epígrafes “Importe neto de la cifra de negocios” y “Consumos y otros gastos externos” de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Al 31 de diciembre de 2003 estas posiciones pendientes de liquidar eran las siguientes:

31 diciembre 2003	Miles de barriles	Precio medio establecido (Dólares USA por barril)	Fecha de vencimiento					Años posteriores	Total
			2004	2005	2006	2006,8	2008		
			Miles de dólares USA						
Contratos de compra de crudo									
Corto plazo (WTI)	4.223	31,930	134.846	-	-	-	-	-	134.846
Contratos de venta de crudo									
Corto plazo (WTI)	3.006	32,580	97.933	-	-	-	-	-	97.933
Contratos de swap de crudo (1)									
Corto plazo (WTI)	790	5,240	4.139	-	-	-	-	-	4.139
Corto plazo (Dubai)	400	14,410	5.764	-	-	-	-	-	5.764

31 diciembre 2003	Toneladas	Precio medio establecido (Dólares USA por tonelada)	Fecha de vencimiento					Años posteriores	Total
			2004	2005	2006	2006,8	2008		
			Miles de dólares USA						
Contratos de Swap (1)									
Corto plazo (Gasoil)	15.000	22,500	338	-	-	-	-	-	338
Corto plazo (Propano)	12.000	327,580	3.932	-	-	-	-	-	3.932
Corto plazo (Nafta)	639.000	282,400	180.479	-	-	-	-	-	180.479

(1) En todos los Swaps Repsol YPF paga un precio fijo y recibe el precio de mercado. La columna "Precio medio establecido" recoge el precio pagado por Repsol YPF en los Swaps.

Adicionalmente a través de Gas Natural, Repsol YPF tiene contratada una cobertura sobre el precio de venta de gas por un volumen de 2.088 GWh., con vencimiento entre 2004 y 2006. Asimismo tiene contratada una cobertura sobre el precio de compra de gas natural por un importe de 105 millones de euros con vencimiento en el primer semestre de 2004.

Las liquidaciones de estos contratos se registran contablemente en la cuenta de pérdidas y ganancias cuando tienen lugar las operaciones que son objeto de estas coberturas.

Swaps sobre el precio del barril de crudo

En junio de 1998 y diciembre de 2001, YPF adquirió contratos de swap sobre el precio del barril de crudo en relación con los compromisos de entrega de crudo por, aproximadamente, 23,9 millones y 24,1 millones de barriles a ser entregados en el plazo diez y siete años respectivamente, de acuerdo con los contratos de venta que se describen en el epígrafe "Contratos de venta de crudo a largo plazo" en el apartado V.4.1 "Operaciones con entidades de propósito especial" de este Folleto.

Al 31 de diciembre de 2003 el Grupo Repsol YPF mantenía contratos de swap sobre el precio del barril de crudo sobre 27,7 millones de barriles a un precio medio de 19,75 dólares por barril de acuerdo con el siguiente calendario:

	2004	2005	2006	2007	Años posteriores	Total
Volumen contratado (millones de barriles)	5,8	5,8	5,8	5,8	4,5	27,7
Precio contratado (dólares USA por barril)	19,62	19,62	19,62	19,62	20,22	19,75
Importe contratado (millones de dólares USA)	114	114	114	114	91	547

De acuerdo con estos contratos el Grupo Repsol YPF entregará el importe equivalente al volumen de barriles de crudo contratados a un precio medio fijo de 19,75 dólares por barril y recibirá el contravalor de esa misma cantidad de barriles a un precio variable según las cotizaciones del mercado.

Operaciones de cobertura sobre el precio del gas natural

En relación con el contrato de venta de gas a largo plazo que contempla el suministro desde Bolivia con destino al mercado termoeléctrico en Brasil, en el ejercicio 2002 se firmó un contrato entre Empresa Petrolera Andina, S.A. y Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras) con objeto de establecer un mecanismo de protección contra las variaciones del precio del gas de dicho contrato, reduciendo la volatilidad de los resultados mediante el establecimiento de unos precios de ajuste y la liquidación posterior de las diferencias así surgidas. (Ver Nota 23 “Otra información” de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto)

B) Operaciones de cobertura de los riesgos de tipo de cambio

La política de la sociedad es financiar sus actividades en la misma moneda funcional en que están denominadas las inversiones extranjeras, con el objeto de reducir el riesgo de tipo de cambio de divisas. Dicha política se lleva a cabo, bien mediante la captación de recursos financieros en la divisa correspondiente o mediante la realización de permutas financieras de divisas.

Seguidamente se detalla el inventario de los diferentes derivados financieros existentes al 31 de diciembre de 2003:

Contratos a plazo sobre tipos de cambio

Repsol YPF suscribe contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de cambio.

Estos contratos se utilizan como instrumento de cobertura de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

El importe resultante de la diferencia entre el tipo a plazo y el tipo de contado a la fecha de la firma de los contratos se imputa como ingreso o gasto financiero prorrateándose a lo largo de la vida de los contratos. Al cierre de cada ejercicio estos contratos se valoran al tipo de cambio vigente a esa fecha y las diferencias de cambio resultantes se registran en el epígrafe “Resultado financiero” en la cuenta de pérdidas y ganancias, excepto las generadas en las operaciones destinadas a financiar las inversiones en sociedades participadas cuya moneda funcional es la misma que la del contrato, en cuyo caso se contabilizan como mayor o menor importe del epígrafe “Diferencia de conversión”, en los fondos propios de los balances. El valor nominal de estos contratos al 31 de diciembre de 2003 era el siguiente:

Compra		Venta		Vencimiento
1.956	millones de dólares USA	1.595	millones de euros	2004
117	millones de euros	140	millones de dólares USA	2004
0,6	millones de libras esterlinas	1,0	millones de dólares USA	2004
18	millones de dólares USA	10.788	millones de pesos chilenos	2004
5	millones de dólares USA	15	millones de reales brasileños	2004

Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("Cross Currency IRS")

El Grupo Repsol YPF utiliza esta modalidad de derivados financieros como instrumento de cobertura de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera, mediante los cuales transforma deuda denominada en diferentes divisas en deuda en dólares.

A continuación se detallan las operaciones existentes al 31 de diciembre de 2003:

31 diciembre 2003	Fecha de vencimiento						Total
	2004	2005	2006	2007	2008	Años posteriores	
Millones de euros							
<u>Variable a variable</u>							
Cantidad contratada (USD)	5.78	0.49	-	-	-	-	6.27
Tipo medio a pagar (USD)	US Libor + Spread	US Libor + Spread	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (BRL)	CDI BRL	CDI BRL	-	-	-	-	
Cantidad contratada (USD)	0.98	-	-	-	-	-	0.98
Tipo medio a pagar (USD)	US Libor + Spread	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (BRL)	CDI BRL	-	-	-	-	-	
<u>Fijo a fijo</u>							
Cantidad contratada (EUR)	1,725	-	750	-	-	1,175	3,650
Tipo medio a pagar (USD)	5.34%	-	6.35%	-	-	7,16%	
Tipo medio a cobrar (EUR)	3.75%	-	5.75%	-	-	6,00%	

Los intereses de estas operaciones se registran como ingresos y gastos financieros.

C) Riesgo de tipos de interés

Del total de la deuda financiera, que ascendía a 10.823 millones de euros al 31 de diciembre de 2003, 4.538 millones de euros correspondían a instrumentos de tipos de interés fijo, lo que representa un 41,93%. (Ver Capítulo IV.1.3 "Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF – Riesgo de tipo de interés").

El siguiente cuadro muestra, a 31 de diciembre de 2003, el detalle de la deuda financiera y las participaciones preferentes, por divisa, vencimiento y tipo de interés medio para cada vencimiento, teniendo en cuenta los instrumentos derivados existentes.

31 diciembre 2003	VENCIMIENTO						Total	Valor c mercad
	2004	2005	2006	2007	2008	Años siguientes		
	(millones de euros)							
Deuda a tipo fijo								
Dólares	-	1.326	660	193	52	1.103	3.334	3.59
Tipo interés medio	-	7,39%	6,57%	8,24%	7,26%	7,46%		
Euros	-	22	-	39	-	1.143	1.204	1.2
Tipo interés medio	-	5,35%	-	5,87%	-	5,14%		
Deuda a tipo variable								
Dólares	3.209	370	76	81	151	109	3.996	3.99
Euro	1.051	227	261	403	14	151	2.107	2.10
Otras	110	45	-	-	7	20	182	18
Total deuda financiera							10.823	
Participaciones Preferentes								
Dólares	-	-	-	-	-	576	576	
Euros	-	-	-	-	-	3.000	3.000	
							14.399	

Permutas financieras de tipo de interés

Al 31 de diciembre de 2003 el Grupo Repsol YPF mantenía las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

31 diciembre 2003	Fecha de vencimiento						Total
	2004	2005	2006	2007	2008	Años posteriores	
Millones de euros							
<u>Variable a variable</u>							
Cantidad contratada (EUR)	-	-	32.58	-	-	-	32.58
Tipo medio a pagar	-	-	Euribor 6 m. - 0,1%	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar	-	-	Euribor 6 m. + 0,38%	-	-	-	-
<u>Variable a fijo</u>							
Cantidad contratada (MEX)	19.17	-	-	-	-	-	19.17
Tipo medio a pagar	6,9% - 8,8%	-	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar	MXN - TIE	-	-	-	-	-	-
Cantidad contratada (EUR)	-	-	-	39.00	-	-	39.00
Tipo medio a pagar	-	-	-	5.87%	-	-	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	Euribor 6 m. + 42 bp	-	-	-
Cantidad contratada (EUR) (1)	-	-	-	-	-	673.95	673.95
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	6.75%	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	Euribor 3 m	-
Cantidad contratada (USD)	-	-	-	-	-	4.00	4.00
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	5.25%	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	Libor 3m	-
Cantidad contratada (USD)	-	-	-	-	-	4.00	4.00
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	5.07%	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	Libor 3 m	-
Cantidad contratada (USD)	-	-	-	-	-	48.83	48.83
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	6,9% - 6,385%	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	USD Libor	-

- (1) Repsol YPF usa este swap como instrumento de cobertura de cash flow para el cash flow generado por la emisión de participaciones preferentes denominadas en euros.

Contratos a plazo a tipo medio

Al 31 de diciembre de 2003 el Grupo Repsol YPF no mantenía contratos a plazo de divisa a tipo medio variable.

Opciones sobre tipo de interés

Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital Limited (RIC), emitió en mayo y diciembre de 2001 un total de 3.000 millones de euros en participaciones preferentes (Ver Capítulo IV.1.3 “Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF – Riesgo de tipo de interés”):

- 1.000 millones de euros en mayo de 2001 con un dividendo variable equivalente al Euribor a tres meses, con un mínimo del 4% y un máximo del 7% durante los primeros diez años y posteriormente, con un dividendo variable equivalente al Euribor a tres meses más un 3,5%. RIC podría amortizar total o parcialmente estas participaciones preferentes en cualquier momento a partir del 11 de mayo de 2011;

- y 2.000 millones de euros en diciembre de 2001 con dividendo variable equivalente al Euribor a tres meses, con un mínimo del 4% y un máximo del 7% durante los primeros diez años y posteriormente, con un dividendo variable equivalente al Euribor a tres meses más un 3.5%. RIC podría amortizar total o parcialmente estas participaciones preferentes en cualquier momento a partir del 21 de diciembre de 2011;

Repsol YPF para cubrirse del efecto producido por las fluctuaciones de los tipos de interés, utiliza distintos instrumentos financieros.

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés sobre un notional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de participaciones preferentes realizada en dicha fecha. Las características de estas opciones se describen en la Nota 23 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto. Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF, de esta emisión de participaciones preferentes durante los diez primeros años, quedó 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 sobre un notional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de participaciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001. Las características de estas opciones se describen en la Nota 23 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto. Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de 1.000 millones de euros, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de participaciones preferentes de diciembre de 2001, ha quedado establecido para el período comprendido entre el 30 de septiembre 2002 y el 30 de diciembre de 2011 en un tipo de interés variable de Euribor a 3 meses.

Adicionalmente, Repsol YPF tiene un swap denominado en euros con un notional de 674 millones de euros, un tipo medio a pagar del 6,75% y un tipo medio a cobrar de Euribor a 3 meses. Repsol YPF utiliza este swap como un instrumento de cobertura de los cash flows generados por la emisión de participaciones preferentes denominadas en euros. El siguiente cuadro muestra la información relativa a los instrumentos sensibles al tipo de interés emitidos o mantenidos por Repsol YPF al 31 de diciembre de 2003.

31 diciembre 2003	Fecha de vencimiento						Total
	Años						
	2004	2005	2006	2007	2008	posteriores	
Millones de euros equivalentes							
Opción sobre tipos de interés (Collar) Repsol YPF							
Opción Cap							
Repsol YPF recibiría tipo Cap variable Libor 6 m							
Repsol YPF pagaría tipo 7,5%							
Cantidad contratada (USD 77,4 MM) (1)	-	-	61,44	-	-	-	61,44
Opción Floor (2)							
Repsol YPF recibiría tipo Floor variable Libor 6 m							
Repsol YPF pagaría tipo 5,25%							
Opción sobre tipos de interés (Collar) Repsol YPF							
Opción Cap (3)							
Repsol YPF recibiría tipo Cap 7%							
Repsol YPF pagaría tipo variable Euribor 3 meses							
Cantidad contratada (Euros 2.000 MM)	-	-	-	-	-	2.000,00	2.000,00
Opción Floor (3)							
Repsol YPF recibiría tipo Floor 4%							
Repsol YPF pagaría tipo variable Euribor 3 meses							

(1) 38,7 millones de dólares expiran el 30 de junio de 2006 y 38,7 millones de dólares expiran el 1 de julio de 2006.

(2) En el caso de que LIBOR a 6 meses se encuentre por debajo del 4%.

(3) 1.000 millones de euros vencen el 30 de junio de 2011 y 1.000 millones de euros vencen el 31 de diciembre de 2011.

D) Repsol Garantizado

En la oferta pública de suscripción efectuada el 7 de julio de 1999 se ofreció a los empleados de empresas del Grupo Repsol YPF residentes en España la posibilidad de adquirir acciones bien al contado, bien a través de los productos denominados Repsol garantizado plus 50 ("RGP-50") y Repsol garantizado plus 100 ("RGP-100"). Dichos productos incluían un contrato de financiación parcial de la compra de acciones y un contrato de cobertura, en virtud del cual Repsol YPF, S.A., a cambio de unas "primas de cobertura" sobre el precio de referencia, se obligaba a pagar al empleado el 100% de la "pérdida latente" y, en el caso del RGP-50, recibía de éste el 50% de la "plusvalía latente". La pérdida o plusvalía se definía como la diferencia entre el llamado "precio de referencia" (fijado en 20,218 euros/acción) y la media simple de los cambios medios ponderados de la acción de Repsol YPF en las veinte sesiones anteriores al 8 de julio de 2002, fecha de vencimiento de todos estos contratos. A continuación se detallan el número de títulos suscritos y las primas recibidas :

Modalidad	Nº de acciones	Prima de cobertura
RGP-50	8.418.135	7,4892%
RGP-100	557.929	16,9973%

Como cobertura parcial de los riesgos asociados a dichos productos, Repsol YPF, S.A., realizó entre operaciones de venta y de compra a plazo ligadas a la cotización de Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF registró de manera conjunta los efectos económicos derivados tanto del contrato de cobertura a los empleados inherente a los productos RGP-50 y RGP-100, como los relativos a las operaciones de cobertura parcial del riesgo asumido por Repsol YPF, S.A. Para ello Repsol YPF tuvo en cuenta los siguientes elementos:

- a) La prima de cobertura descrita anteriormente que Repsol YPF, S.A. percibió de los empleados como contraprestación.
- b) El valor de mercado a dicha fecha de los derechos y obligaciones asumidos por la sociedad en virtud del contrato de cobertura.
- c) El resultado acumulado generado por las operaciones de cobertura parcial que hubieran sido liquidadas hasta dicha fecha.

En diciembre de 2001 y 2002 y, de acuerdo al criterio antes indicado, se registró un gasto de 9 y 41 millones de euros, respectivamente bajo el epígrafe “Gastos financieros“ de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

E) Opción de compra Grupo Lipigas

Con fecha 2 de noviembre de 2000 se cerró la operación de adquisición del 45% del grupo chileno Lipigas.

Dicho acuerdo contempla el derecho de compra de un 10% adicional, ejercitable a partir del año 2003 y hasta el año 2005. En caso de ejercitarse este derecho, los vendedores disponen de un plazo de tres años para ejercitar una opción de venta del restante 45%.

F) Opción de compra sobre terrenos

El 23 de noviembre de 2001, Repsol YPF, S.A. adquirió un derecho de opción de compra irrevocable, con pago de penalidad en el supuesto de no ejercicio de la misma, frente a Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L. (sociedad participada al 100% por la Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid), sobre una finca de 7.500 m² adquirida por esta última al Real Madrid Club de Fútbol que se encuentra ubicada en los terrenos de la antigua Ciudad Deportiva emplazada en el Paseo de la Castellana en Madrid. Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L. adquirió dichos terrenos por un importe de 187,63 millones de euros.

El importe de la prima satisfecha por Repsol YPF, S.A. correspondiente a la opción de compra irrevocable ascendió a 1,2 millones de euros y el plazo para el ejercicio de la misma, que finalizaba el 29 de diciembre de 2003, fue prorrogado inicialmente hasta marzo de 2004, siendo posteriormente prorrogada hasta el 31 de marzo de 2005 con un coste adicional de 120.000 euros.

El precio de ejercicio vendrá determinado por todas las deudas, intereses, desembolsos efectuados y sus correspondientes costes financieros, soportados por Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L., ocasionados por la adquisición y posterior gestión del citado terreno. Repsol YPF estima que el precio de ejercicio a 31 de diciembre de 2002 hubiera sido de 200 millones de euros aproximadamente.

En el supuesto de no ejercitarse la opción de compra, Repsol YPF, S.A. estará obligada a satisfacer una penalidad, cuyo importe se determinará por diferencia entre el precio de ejercicio de la opción y el importe resultante de la venta de los citados terrenos, siempre y cuando este último sea inferior al precio de ejercicio de la opción. El propósito de estos acuerdos fue el de proporcionar a Repsol YPF de flexibilidad para adquirir terrenos adicionales cerca de sus oficinas centrales en Madrid sin tener que asumir el precio de compra de dichos terrenos en el

momento en el que el acuerdo se llevara a cabo. A 31 de diciembre de 2003, los efectos de estas transacciones se han registrado en los Estados Financieros consolidados de Repsol YPF.

V.9 PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE LOS PRINCIPIOS CONTABLES ESPAÑOLES Y LOS QUE RIGEN EN ESTADOS UNIDOS

Las acciones de Repsol YPF cotizan en la Bolsa de Nueva York mediante ADS (American Depositary Shares) y en la información requerida por las autoridades de Estados Unidos se debe incluir una conciliación del resultado neto y del patrimonio de la compañía de acuerdo con principios contables generalmente aceptados en España a principios contables generalmente aceptados en Estados Unidos.

Las principales diferencias entre los principios contables que rigen en España y los vigentes en Estados Unidos (US Generally Accepted Accounting Principles, en adelante US GAAP) aplicables al Grupo Repsol YPF son las siguientes:

Tratamiento de las revalorizaciones legales del inmovilizado

El Plan General de Contabilidad permite revalorizar los bienes comprendidos en el inmovilizado material al amparo de leyes de revalorización destinadas a compensar el efecto de la inflación. De acuerdo con US GAAP este tipo de revalorizaciones no están permitidas. En consecuencia se ha eliminado la revalorización efectuada en su día, minorando el patrimonio neto e incrementando el resultado del ejercicio por el exceso de amortización correspondiente al importe revalorizado.

Ajustes valoración de activos de exploración y producción

En 2003 y según normas españolas, Repsol YPF ha revertido provisiones por pérdidas de valor reconocidas en ejercicios anteriores correspondientes a ciertos activos de exploración y producción ya que tenían la consideración de reversibles. Bajo US GAAP y conforme al SFAS 144, cuando se reconoce una pérdida de valor en activos mantenidos para su uso, el valor neto ajustado del activo pasa a ser su nuevo coste, por no estar permitida la reversión de una pérdida de valor previamente reconocida. El ajuste de conciliación ha supuesto eliminar la reversión de la provisión efectuada según normativa contable española.

Impuestos diferidos por ajustes de valoración de activos y pasivos en combinaciones de negocios

Bajo US GAAP se debe registrar un pasivo por impuesto diferido como consecuencia de las diferencias surgidas entre el valor asignado y el valor fiscal de los activos y pasivos registrados en una combinación de negocios excepto por el fondo de comercio. La normativa contable española no requiere el registro del mencionado impuesto diferido. El impuesto diferido se registra contra mayor valor del activo asignado, por lo que el ajuste no tiene efecto en resultados o fondos propios.

Reversión de la amortización de fondos de comercio. Test de recuperabilidad de fondos de comercio.

Con fecha efectiva 1 de enero de 2002, entró en vigor el SFAS 142 “Fondo de comercio y otros activos intangibles” en virtud del cual a partir de dicha fecha el fondo de comercio dejaba de amortizarse a lo largo de su vida útil estimada y pasaba a someterse, al menos con periodicidad anual, a una prueba para determinar la recuperabilidad de su valor.

La metodología de cálculo para evaluar si el fondo de comercio ha experimentado una pérdida de valor se basa en el valor de mercado (*fair value*) y se realiza a nivel de unidades de reporting.

El valor de mercado de las unidades de reporting a las que se ha asignado el fondo de comercio se ha determinado a partir de un análisis de flujos de caja descontados así como del análisis de transacciones de mercado de activos similares.

De acuerdo con este ajuste se ha revertido la amortización del fondo de comercio registrada según normativa contable española. Como consecuencia de la entrada en vigor del SFAS 142 el 1 de enero de 2002 y como consecuencia del cambio de criterio, a dicha fecha se registró un ajuste de transición por importe de 1.215 millones de euros. A 31 de diciembre de 2003 y 2002 no ha sido preciso registrar ninguna corrección valorativa al importe de los fondos de comercio registrados según normativa contable americana.

Reconocimiento de ingresos

Bajo normativa contable española, las altas de clientes de gas natural y GLP de carácter no reintegrable se registran como ingreso del ejercicio.

Sin embargo, bajo US GAAP, cuando corresponden a la entrega de productos o prestación de servicios que se extiende durante más de un ejercicio, deben distribuirse como ingresos durante la duración del contrato.

Incentivos a medio y largo plazo

En 2003, el Comité de Selección y Retribuciones del Consejo de Administración de Repsol YPF aprobó un plan de incentivos vinculado a objetivos a medio y largo plazo basados en el Plan Estratégico de la Compañía 2003-2007. Bajo criterios contables españoles se registra una provisión para hacer frente a los compromisos que pudieran derivarse de este plan.

Conforme a US GAAP, el gasto se registra en el periodo o periodos en que se cumplen los objetivos, y antes de esta fecha sólo cuando sea probable que el objetivo sea alcanzado. En este caso, como el plan está vinculado a objetivos específicos a medio y largo plazo cuya consecución no está asegurada, no habría que registrar provisión por este concepto de acuerdo con normativa contable americana.

Tratamiento de ciertos gastos a distribuir en varios ejercicios

El Plan General de Contabilidad permite capitalizar ciertos gastos de proyección plurianual como es el caso de los gastos de puesta en marcha y los de ampliación de capital entre otros, procediendo la compañía a su amortización en un periodo de 5 años.

De acuerdo con los US GAAP, los gastos de puesta en marcha deben ser contabilizados como gastos en el ejercicio en el que se incurren.

Por lo que respecta a los gastos de ampliación de capital, éstos deben ser considerados como un menor importe de los fondos obtenidos de la citada operación, minorando la prima de emisión recibida, en su caso.

Intercambio de activos de Andina

De acuerdo con normativa contable española los intercambios de activos se registran a valor neto contable por lo que no se genera resultado alguno por este tipo de transacciones. Sin embargo, de acuerdo con US GAAP si el intercambio es de activos no similares estas transacciones se registran por el valor de mercado (*fair value*) de los activos recibidos, contabilizándose el correspondiente resultado.

Instrumentos derivados y operaciones de cobertura

De acuerdo con el SFAS 133 todos los derivados, incluidos aquellos que sean de cobertura deben estar registrados en balance por su valor de mercado (*fair value*). Los cambios en el valor de mercado se registrarán contra resultados, salvo que se trate de operaciones de cobertura, en cuyo caso el tratamiento será diferente según se trate de coberturas de riesgos de valor de mercado (*fair value hedge*), coberturas de flujos de caja (*cash flow hedge*) y coberturas de inversión neta en moneda extranjera (*net investment hedge*).

El importe total del ajuste que por este concepto se ha registrado con cargo a resultados en el ejercicio 2003 a efectos de conciliación a US GAAP, ha sido de 276 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	<u>Millones de euros</u>
Reversión del ajuste registrado en 2002 por instrumentos derivados que no se calificaban como cobertura en 2002 y que han sido liquidados en 2003	(150)
Valoración a mercado de los derivados implícitos	(130)
Valoración a mercado de otros derivados	4
Total ajustes	<u>(276)</u>

Reversión del efecto de la pesificación obligatoria en Argentina

En febrero de 2002, el gobierno argentino emitió una serie de medidas de emergencia referentes a la pesificación total de la economía del país.

De acuerdo con principios contables españoles, el efecto de dichas medidas en entidades con moneda funcional dólar que tuviesen activos y pasivos denominados en dólares que fueron convertidos a pesos se registró en los estados financieros a 31 de diciembre de 2001. Bajo US GAAP, este efecto se registró en el ejercicio 2002 por considerar que se trataba de un hecho posterior a la fecha de cierre sobre el que no existía evidencia alguna a dicha fecha.

Planes de pensiones de YPF

De acuerdo con principios contables españoles los déficits por planes de pensiones de prestación definida se registran con cargo a la cuenta de resultados del ejercicio. El déficit existente, en este caso, en los planes de pensiones de YPF se ha registrado con cargo a patrimonio neto de acuerdo con lo establecido en la normativa contable americana.

Diferencias positivas de cambio

Bajo normativa contable española las diferencias de cambio positivas no realizadas se registran en el pasivo del balance bajo el epígrafe de “Ingresos diferidos”. No obstante, las diferencias positivas no realizadas podrán llevarse a resultados cuando para cada grupo homogéneo se hayan imputado a resultados en ejercicios anteriores o en el propio ejercicio diferencias negativas de cambio, y por el importe que resultaría de minorar dichas diferencias negativas por las diferencias positivas reconocidas en resultados en ejercicios anteriores.

Bajo US GAAP, las diferencias de cambio no realizadas, tanto las positivas como las negativas se incluyen en la cuenta de resultados del periodo en que se originan.

Moneda funcional de YPF

Hasta el 31 de diciembre de 2002 y conforme a criterios contables españoles Repsol YPF consideró que determinados componentes de sus negocios en Argentina tenían como moneda funcional el peso argentino. Hasta esa misma fecha y conforme a criterios contables americanos se consideró que todas las actividades de YPF tenían como moneda funcional el dólar. Por lo tanto, en 2002, y bajo US GAAP se registró un ajuste para registrar YPF en su totalidad como una compañía con moneda funcional dólar. Durante el ejercicio 2003 bajo principios contables españoles se han registrado las operaciones de YPF considerando en su totalidad como moneda funcional el dólar.

Ajustes US GAAP por sociedades consolidadas por puesta en equivalencia:

A partir del ejercicio 2002 bajo este epígrafe se incluyen los ajustes que de acuerdo con US GAAP es preciso realizar al patrimonio neto y al resultado de las sociedades consolidadas por el método de puesta en equivalencia y que corresponden básicamente a Gas Natural y CLH. La naturaleza de estos ajustes es similar a los ya mencionados para el resto del Grupo Repsol YPF. Hay que destacar que como consecuencia de los efectos de los ajustes realizados en el patrimonio de Gas Natural a efectos de la conciliación bajo US GAAP, el valor neto contable de la participación en dicha sociedad era inferior por lo que se generó una plusvalía mayor cuando en el ejercicio 2002 se vendió una parte de dicha participación.

A continuación se detalla el efecto en el patrimonio y en la cuenta de resultados de 2001, 2002 y 2003 como consecuencia de las diferencias anteriormente descritas entre los principios contables españoles y los americanos:

	<i>Millones de euros</i>				
	<u>Resultado D.D.I.</u>			<u>Fondos Propios</u>	
	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
<i>Importe según normas españolas</i>	1.025	1.952	2.020	13.586	13.632
Aumentos (disminuciones) debidos a:					
1. Ajustes en el activo fijo					
- Eliminación de las revalorizaciones legales	51	24	17	(174)	(157)
- Ajuste valoración activos de exploración y producción	9	2	(200)	(3)	(181)
- Revalorización de activos en combinaciones de negocios	(310)	(271)	(138)	1.877	1.755
- Impuesto diferido por revalorización activos en combinaciones neg	310	271	138	(1.877)	(1.755)
2. Fondo de comercio					
- Amortización de fondo de comercio	(23)	-	-	(83)	(83)
- Capitalización de costes de adquisición de YPF	(2)	-	-	29	29
- Contingencias previas a la adquisición de YPF	16	-	-	(295)	(295)
- Ofertas de intercambio de títulos entre YPF y Astra	(12)	-	-	228	228
- Reversión amortización del fondo de comercio	-	181	142	164	291
- Deterioro (impairment) del fondo de comercio	-	-	-	-	(910)
3. Reconocimiento de ingresos s/ SAB101	(29)	(4)	(2)	(50)	(52)
4. Planes de incentivos a empleados	-	-	5	-	5
5. Opciones sobre tipos de interés	2	-	-	-	-
6. Gastos de puesta en marcha	55	3	8	(43)	(35)
7. Gastos de ampliación de capital	38	38	38	(61)	(23)
8. Adquisición de Enagás	1	-	-	-	-
9. Ingresos procedentes de la red de distribución de gas	1	-	-	-	-
10. Diferencias de conversión por venta de activos	26	7	-	-	-
11. Intercambio de activos de Andina	107	(1)	(1)	91	74
12. Operaciones con derivados financieros (SFAS 133)	(24)	76	(276)	(266)	(233)
13. Reversión efecto de la conversión obligatoria a pesos	(137)	129	-	-	-
14. Planes de pensiones YPF	-	53	11	-	-
15. Diferencias de cambio positivas	-	76	87	76	163
16. Moneda funcional de YPF	-	(185)	(14)	646	550
17. Obligaciones abandono de campos - Efectos en el periodo	-	-	3	-	4
18. Ajustes US GAAP por soc.cons. por puesta en equiv.	-	247	42	24	67
19. Otros- Repsol Garantizado	(1)	-	-	-	-
20. Efecto fiscal de los ajustes anteriores e impuestos anticipados y diferidos (SFAS 109)	(121)	(97)	34	171	99
<i>Importe con criterios US GAAP antes de efecto acumulado de cambios de criterio contable</i>	982	2.501	1.914	14.040	13.173
Efecto acumulado cambio criterio contable neto de impuestos:					
- Operaciones con derivados SFAS 133 a 1 de enero de 2001	(2)	-	-	-	-
- Valoración del fondo de comercio a 1 de enero de 2002	-	(1.215)	-	(1.093)	-
- Obligaciones por abandono de campos a 1 de enero de 2003	-	-	7	-	7
<i>Importe con criterios US GAAP</i>	980	1.286	1.921	12.947	13.180

CAPÍTULO VI

VI ADMINISTRACIÓN, DIRECCIÓN Y CONTROL DE LA SOCIEDAD

VI.1 IDENTIFICACIÓN Y FUNCIÓN DE PERSONAS CON ACTIVIDAD RELEVANTE EN LA SOCIEDAD

VI.1.1 Identificación y función de los miembros del Consejo de Administración

Repsol YPF está administrada por un Consejo de Administración que de acuerdo con sus Estatutos Sociales ha de estar integrado por un número de miembros no inferior a nueve ni superior a dieciséis. Los miembros del Consejo de Administración son elegidos por la Junta General de Accionistas por un período de cuatro años. El Consejo de Administración elige de entre sus miembros al Presidente y a los miembros de la Comisión Delegada.

Por acuerdo de la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2003, el número de miembros del Consejo quedó fijado en 14.

El Consejo de Administración de Repsol YPF a la fecha de registro de este Folleto está integrado por las siguientes personas:

<i>Presidente</i>	<i>Comisiones</i>	<i>Primer Nombramiento</i>	<i>Condición</i>
<i>D. Alfonso Cortina de Alcocer</i>	➤ <i>Comisión Delegada</i>	<i>7-6-1996</i>	<i>Ejecutivo</i>
<i>Vicepresidentes</i>	<i>Comisiones</i>	<i>Primer Nombramiento</i>	<i>Condición</i>
<i>D. Ricardo Fornesa Ribó (Consejero propuesto por la Caixa)</i>	➤ <i>Comisión Delegada</i>	<i>28-10-2003</i>	<i>Externo Dominical</i>
<i>D. Manuel González Cid (Consejero propuesto por el BBVA)</i>	➤ <i>Comisión Delegada</i>	<i>04-04-2003</i>	<i>Externo Dominical</i>
<i>D. Antonio Hernández-Gil Álvarez Cienfuegos</i>	➤ <i>Comisión Delegada</i> ➤ <i>Comisión de Nombramientos y Retribuciones</i>	<i>06-06-1997</i>	<i>Externo Independiente</i>
<i>Consejero Delegado</i>	<i>Comisiones</i>	<i>Primer Nombramiento</i>	<i>Condición</i>
<i>D. Ramón Blanco Balín</i>	➤ <i>Comisión Delegada</i>	<i>04-04-2003</i>	<i>Ejecutivo</i>
<i>Vocales</i>	<i>Comisiones</i>	<i>Primer Nombramiento</i>	<i>Condición</i>
<i>D. Enrique de Aldama y Miñón</i>	➤ <i>Comisión Delegada</i> ➤ <i>Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia</i>	<i>23-07-1996</i>	<i>Externo Independiente</i>
<i>D. Gonzalo Anes Álvarez Castrillón</i>	➤ <i>Comisión de Nombramientos y Retribuciones</i>	<i>06-06-1997</i>	<i>Externo Independiente</i>
<i>D. Ignacio Bayón Marín</i>	➤ <i>Comisión de Auditoría y Control</i>	<i>06-06-1997</i>	<i>Externo Independiente</i>
<i>D. Antonio Brufau Niubó (Consejero propuesto por la Caixa)</i>	➤ <i>Comisión de Auditoría y Control</i>	<i>23-07-1996</i>	<i>Externo Dominical</i>
<i>D. Carmelo de las Morenas López</i>	➤ <i>Comisión de Auditoría y Control</i>	<i>23-07-2003</i>	<i>Externo (*)</i>

D. Juan Molins Amat	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Comisión Delegada ➤ Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia 	25-06-1994	Externo Independiente
D. Marcelino Oreja Aguirre	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Comisión de Auditoría y Control 	28-06-2000	Externo Independiente
PEMEX Internacional España, S.A. (Representado por D. Raúl Muñoz Leos)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Comisión Delegada ➤ Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia 	26-01-2004	Externo Dominical
D. Gregorio Villalabeitia Galárraga (Consejero propuesto por el BBVA)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Comisión de Nombramientos y Retribuciones 	30-01-2002	Externo Dominical
Secretario del Consejo no Consejero			
D. Francisco Carballo Cotanda			

(*) C.F.O hasta julio de 2003. No reúne las condiciones requeridas por el Reglamento del Consejo para ser Consejero Independiente o Dominical.

La Junta General de Accionistas celebrada el 31 de marzo de 2004 acordó ratificar el nombramiento de D. Ricardo Fornesa Ribó, PEMEX Internacional España, S.A. y de D. Carmelo de las Morenas López como Consejeros de la Sociedad, y reeligir por un nuevo periodo estatutario a los miembros del Consejo de Administración D. Alfonso Cortina de Alcocer, D. Manuel González Cid y D. Gonzalo Anes Álvarez Castrillón.

El Consejo de Administración y los Consejeros

El Consejo de Administración de Repsol YPF es titular de la representación orgánica de la Sociedad en los términos legal y estatutariamente establecidos.

El Consejo de Administración se reúne, de ordinario, mensualmente y elabora con suficiente antelación un calendario anual de sus sesiones ordinarias. Así durante el año 2003, el Consejo de Administración ha celebrado 15 reuniones asistiendo a todas ellas el Presidente del Consejo.

Además el Consejo de Administración se reunirá siempre que el Presidente lo estime oportuno o a petición de, al menos, Consejeros que representen la cuarta parte de los miembros del Consejo.

La convocatoria del Consejo de Administración se cursará por carta, telex, telegrama o telefax 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.

Será válida la constitución del Consejo sin previa convocatoria si se hallan presentes o representados todos los Consejeros y aceptan por unanimidad la celebración del Consejo.

Por razones de urgencia podrá convocarse el Consejo de Administración sin la antelación mínima prevista, en cuyo caso la urgencia deberá apreciarse por unanimidad de todos los asistentes al iniciarse la reunión.

Las sesiones del Consejo de Administración tendrán lugar normalmente en el domicilio social pero también podrán celebrarse en cualquier otro que determine el Presidente y señale la convocatoria.

La facultad de establecer el Orden del Día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el Orden del Día de los puntos que a su juicio sean convenientes tratar en el Consejo.

El Consejo de Administración quedará válidamente constituido cuando concurren a la reunión, presentes o representados, la mitad más uno de sus componentes.

Los acuerdos se adoptarán por mayoría absoluta de votos, presentes o representados. En caso de empate tendrá voto de calidad el Presidente o quien haga sus veces en la reunión. No se requieren mayorías reforzadas para ningún acuerdo salvo en los supuestos de delegación permanente de alguna facultad del Consejo de Administración en la Comisión Delegada o en los Consejeros Delegados que requerirán el voto favorable de dos tercios (2/3) de los miembros del Consejo de acuerdo con lo dispuesto en los Estatutos Sociales.

Los Consejeros podrán otorgar su representación a otro Consejero para su asistencia a las sesiones sin limitación alguna. La representación podrá ser conferida por cualquier medio escrito dirigida al Presidente

El vigente Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF fue aprobado por dicho órgano el día 26 de marzo de 2003 y comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores el día siguiente, mediante el oportuno hecho relevante. Su texto puede ser consultado en la página web de la Sociedad (www.repsolypf.com). El vigente Reglamento ha incorporado y adaptado el mismo a las recomendaciones y principios del Informe de la Comisión Especial para el fomento de la transparencia y seguridad en los mercados y en las sociedades cotizadas, más conocido como “Informe Aldama”.

El Reglamento distingue, al menos, tres categorías de Consejeros: ejecutivos (con competencias ejecutivas y funciones de Alta Dirección de la sociedad, cuyo número no puede exceder de tres); externos dominicales (propuestos por quienes son titulares de participaciones significativas estables en el capital de la Sociedad, que representen un valor estratégico en la misma) y externos independientes (no incluidos en las categorías anteriores y que reúnan las características del artículo 12 del Reglamento).

No existe en el Reglamento una regla específica sobre la proporción que debe existir entre los diversos tipos de Consejeros (a excepción de la mencionada regla relativa al número máximo de Consejeros ejecutivos). No obstante, en los últimos años ha tendido a ser similar la presencia en el Consejo de Consejeros externos dominicales y de Consejeros externos independientes, sin que resulte previsible que esta situación pueda verse alterada.

Todos los Consejeros tienen los mismos derechos, deberes y responsabilidades. La distinción afecta fundamentalmente a su asignación a las Comisiones del Consejo.

El Reglamento del Consejo dispone en relación con los Consejeros lo siguiente:

1. Requisitos para su nombramiento

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 experiencia profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones debe elaborar un informe sobre tales extremos.

No podrán ser propuestos o designados como Consejeros externos independientes:

- Quienes tengan, o hayan tenido en los dos últimos años, relación de trabajo, comercial o contractual, directa o indirecta, y de carácter significativo, con la Sociedad, sus directivos, los Consejeros Ejecutivos, los Consejeros externos dominicales o sociedades del Grupo cuyos intereses accionariales representen, entidades de crédito

con una posición destacada en la financiación de la Sociedad, u organizaciones que reciban subvenciones significativas de la Sociedad.

- Quienes sean Consejeros de otra sociedad cotizada que tenga Consejeros externos dominicales en la Sociedad.
- Quienes tengan relación de parentesco próximo por consaguinidad o afinidad, con los Consejeros ejecutivos, externos dominicales o miembros de la Alta Dirección de la Sociedad.

Si existiera alguna de las relaciones anteriores, podrá ser evaluada o dispensada por el Consejo de Administración previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y recogida en el Informe Anual.

No se establece ningún requisito especial para el acceso al cargo de Presidente o Vicepresidente o Consejero Delegado.

2. Edad hasta la que se puede desempeñar el cargo de Consejero

No se establece límite de edad para el ejercicio del cargo en el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF.

3. Derechos y deberes de los Consejeros

Es función del Consejero promover y controlar la gestión de la Sociedad con el fin de maximizar y distribuir correctamente su valor en beneficio de los accionistas. En el desempeño de sus funciones, el Consejero ha de obrar con la diligencia de un ordenado empresario y de un representante leal. Su actuación ha de guiarse únicamente por el interés social, interpretado con plena independencia y referido a un ámbito temporal razonable, procurando la mejor defensa y protección de los intereses del conjunto de los accionistas, de quienes procede su mandato y ante quienes rinde cuentas, así como limitar en lo posible los efectos negativos de la actividad industrial y empresarial de la Sociedad y valorando adecuadamente, como parte del proceso de decisiones en el que intervenga, la realidad social y otros intereses concurrentes.

En concreto, según el Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros están obligados en virtud de su cargo a:

- a) Dedicar con continuidad el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir de forma regular las cuestiones que plantea la administración de la Sociedad.
- b) Informarse y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo y de los Órganos Delegados a los que pertenezcan, recabando la información suficiente para ello y la colaboración o asistencia que consideren oportunas.
- c) Asistir a las reuniones de los órganos de que forme 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 haya sido convocado, deberá instruir al Consejero que, en su caso, le represente.
- d) Realizar cualquier cometido específico que le encomiende el Consejo de Administración y se halle razonablemente comprendido en su compromiso de dedicación.
- e) Instar a las personas con capacidad de convocatoria para que convoquen una reunión extraordinaria del Consejo o incluyan en el Orden del Día de la primera reunión que haya

de celebrarse los extremos que consideren convenientes.

- f) Oponerse a los acuerdos contrarios a la Ley, los Estatutos o al interés social y solicitar constancia en Acta de su posición, cuando lo considere más conveniente para la tutela del interés social.

El Consejero ha de evitar los conflictos de intereses entre él mismo y sus familiares más directos y la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitables, al Consejo de Administración. El Consejero así mismo no autorizará y, en su caso, revelará las operaciones realizadas por familiares suyos o por sociedades en las que desempeña un puesto directivo o tiene una participación significativa, no sujetas a las condiciones y controles previstos en el Reglamento del Consejo.

Asimismo, deberá informar a la Sociedad de las acciones de la misma, opciones sobre acciones o derivados referidos al valor de la acción, así como de las modificaciones que sobrevengan en dicha participación o derechos de que sea titular, directamente a través de sus familiares directos o de sociedades en las que tenga una participación significativa, de acuerdo con lo previsto en el Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos, así como en cualquier cuestión en la que tenga un interés particular. Las votaciones serán secretas.

El Consejero debe notificar a la Sociedad los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

El Consejero informará a la Sociedad de cualquier tipo de reclamación judicial, administrativa o de cualquier otra índole en la que se encuentre implicado que, por su importancia, pudiera incidir gravemente en la reputación de la Sociedad.

Además de los deberes anteriormente indicados, el Consejero debe:

- Guardar secreto de las informaciones de carácter confidencial, a que tenga acceso en el ejercicio de su cargo, aún después de cesar en este último. No podrá utilizar tales informaciones mientras no sean de conocimiento general.
- No desempeñar, por sí o por persona interpuesta, cargos de todo orden en empresas o sociedades competidoras de Repsol YPF, ni tampoco prestar en favor de las mismas servicios de representación o asesoramiento.
- No hacer uso, con las cualificaciones que el Reglamento establece, con fines privados, de información no pública de la Sociedad, observar, en todo caso, las normas de conducta establecidas en la legislación del Mercado de Valores y en el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores.
- No hacer uso de los activos de la Sociedad ni tampoco valerse de su posición en esta última para obtener una ventaja patrimonial, a no ser que haya satisfecho una contraprestación adecuada.
- No aprovechar en beneficio propio cualquier operación comercial que haya surgido o se haya descubierto en el ejercicio de su cargo.

Frente a los anteriores deberes de los Consejeros, el Reglamento reconoce a favor de los mismos:

- El derecho de asesoramiento e información, pudiendo recabar, con facultades amplias, la

información y asesoramiento que precisen para el desempeño de sus funciones.

- El derecho a recibir de la Sociedad suficiente y completa información en relación con los puntos que integren el Orden del Día de las reuniones del Consejo.
- El derecho a 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.
- El derecho a percibir la retribución estatutaria, debiendo ser la retribución de los Consejeros transparente.

Presidente Ejecutivo

El Reglamento establece la existencia de un Presidente Ejecutivo, quien tiene la condición de primer ejecutivo de la compañía y a quien corresponde la efectiva dirección de los negocios de la misma, limitado en sus poderes por la existencia de un núcleo de facultades del Consejo de Administración indelegables y la toma en consideración en el ejercicio de sus funciones más sensibles de las opiniones de las Comisiones especiales (la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia). Es Presidente Ejecutivo del Consejo D. Alfonso Cortina de Alcocer.

Comisiones especiales

Sin perjuicio de la capacidad estatutaria del Consejo para crear otras comisiones, con facultades delegadas o no, se constituirán en todo caso las siguientes: la Comisión Delegada, con carácter de órgano delegado del Consejo; la Comisión de Auditoría y Control; la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia.

Comisión Delegada

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por el Reglamento.

La Comisión Delegada celebra sus sesiones ordinarias con periodicidad mensual. El Secretario levantará acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se dará cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración.

Durante el año 2003, la Comisión Delegada del Consejo de Administración ha celebrado once reuniones.

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 aconseje, los acuerdos adoptados por la Comisión 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.

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las categorías existentes. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

Comisión de Auditoría y Control

La Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero estableció la obligación de las sociedades emisoras de valores cuyas acciones estuvieran admitidas a negociación en mercados secundarios oficiales de valores de tener un Comité de Auditoría, formado, en su mayoría por Consejeros no ejecutivos. La misma Ley establecía la obligación de regular su composición, competencias y normas de funcionamiento en los Estatutos de la sociedad.

La Comisión de Auditoría y Control fue constituida el 27 de febrero de 1995 y su vigente Reglamento fue aprobado en la reunión del Consejo de Administración celebrada el 26 de marzo de 2003.

La Junta General de Accionistas celebrada el día 4 de abril de 2003 aprobó, siguiendo el mandato de la Ley 44/2002, la inclusión en los Estatutos de la Sociedad de un nuevo artículo, el 36 bis, relativo a la Comisión de Auditoría y Control, cuyo texto a continuación se reproduce:

Artículo 36 bis.- COMITÉ DE AUDITORÍA.

Con la denominación que el Consejo de Administración considere adecuada, la Sociedad tendrá un Comité de Auditoría integrado por, al menos, tres Consejeros nombrados por el Consejo de Administración quienes tendrán la capacidad, experiencia y dedicación necesarias para desempeñar sus funciones. La mayoría de los miembros del Comité serán Consejeros no ejecutivos, entendiéndose por tales quienes no tengan competencias ejecutivas y funciones de Alta Dirección de la Sociedad. El Presidente será elegido entre dichos Consejeros no ejecutivos debiendo ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido transcurrido un año desde su cese.

El Comité servirá 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 los controles internos de la Sociedad y de la independencia del Auditor Externo.

El Comité tendrá, entre otras, las siguientes competencias:

1.- Informar en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.

2.- Proponer al Consejo de Administración, para su sometimiento a la Junta General de Accionistas, el nombramiento de los Auditores de Cuentas Externos al que se refiere el artículo 204 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, aprobado por Real Decreto-Legislativo 1564/1989, de 22 de Diciembre.

3.- Supervisar los servicios de Auditoría interna.

4.- Conocer del proceso de información financiera y de los sistemas de control interno de la sociedad.

5.- Mantener la relación con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la Auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de Auditoría de cuentas y en las normas técnicas de Auditoría.

6.- Cualquier otra función de informe y propuesta que le sea encomendada por el Consejo de Administración con carácter general o particular.

El Comité se reunirá con la periodicidad que se determine y cada vez que lo convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Cualquier miembro del equipo directivo o del personal de la Sociedad que fuese requerido a tal fin estará obligado a asistir a las reuniones del Comité y a prestarle colaboración y acceso a la información de que disponga. Para el cumplimiento de sus funciones el Comité tendrá a su disposición los medios necesarios para un funcionamiento independiente. El Comité adoptará sus decisiones o recomendaciones por mayoría de votos.

El Consejo de Administración desarrollará las competencias y normas de funcionamiento del Comité de Auditoría .

Si bien se establece un calendario anual de sesiones, la Comisión de Auditoría y Control se reunirá siempre que lo convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Es obligatoria la comparecencia ante la misma de cualquier miembro del equipo directivo o del personal de la Sociedad requerido a tal fin.

Durante el año 2003, la Comisión de Auditoría y Control ha celebrado siete reuniones.

Forman parte de la Comisión de Auditoría y Control un mínimo de tres Consejeros. El Consejo de Administración designa a los miembros de esta Comisión para el ejercicio del cargo durante cuatro años, cesando al expirar dicho plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Son miembros del Comité de Auditoría los Consejeros D. Ignacio Bayón Mariné, que la preside, D. Antonio Brufau Niubó, D. Marcelino Oreja Aguirre y D. Carmelo de las Morenas López. El Consejo de Administración de Repsol YPF, en su reunión celebrada el 28 de abril de 2004, puso de manifiesto que D. Carmelo de las Morenas López reúne las condiciones para ser considerado "experto financiero del Comité de Auditoría" conforme a las normas de desarrollo de la Sarbanes Oxley Act dictadas por la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos.

No pueden ser miembros de esta Comisión los Consejeros ejecutivos.

Principales actividades de la Comisión de Auditoría y Control durante el ejercicio 2003.

La actividad de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo ha venido marcada por el seguimiento de la nueva legislación publicada en el ejercicio 2002 y 2003 relativa, fundamentalmente, al gobierno de las sociedades cotizadas.

En este sentido las principales novedades han sido:

- Sarbanes Oxley Act, de 29 de julio de 2002.
- Ley 44/2002, de 22 de noviembre, de Medidas de Reforma del Sistema Financiero.
- 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, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas.

Asimismo, la Comisión ha realizado su función de revisión de la elaboración de la información económico-financiera, de sus controles internos y supervisión del Auditor Externo.

Información económico-financiera

La Comisión analiza, con carácter previo a su presentación al Consejo, los estados financieros consolidados, contenidos en los informes anuales y trimestrales, contando para ello con el apoyo del Chief Financial Officer y del Auditor de Cuentas Externo.

Adicionalmente, la Comisión ha recibido puntualmente información por parte tanto de la Dirección de Auditoría Corporativa como del Auditor de Cuentas Externo, de aquellos aspectos relevantes relativos a los estados financieros del Grupo o de cualquiera de las Sociedades que lo componen, que se han puesto de manifiesto durante la realización de su trabajo.

Para dar respuesta a su función de revisar los cambios en los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, la Comisión ha recibido información acerca de la incidencia que la aplicación de la nueva Normativa Contable Internacional tiene sobre los estados financieros del Grupo.

Supervisión del sistema de control interno.

En cumplimiento de su función de supervisión del sistema de control interno, la Comisión ha realizado un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Corporativa que fue aprobado en la sesión celebrada el 29 de enero de 2003. Los proyectos realizados por la Dirección de Auditoría Corporativa se dirigen a cubrir los riesgos más relevantes del Grupo, así como a atender las peticiones puntuales que la Alta Dirección realiza durante el ejercicio orientadas a analizar determinados aspectos que son considerados de riesgo durante el desarrollo de las actividades. La Comisión es informada en cada una de sus reuniones de los aspectos más relevantes puestos de manifiesto en los proyectos realizados.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2003, al amparo de la Ley Sarbanes Oxley y los desarrollos de su contenido efectuados por la SEC, el Grupo ha planificado un proyecto de revisión de los sistemas de control interno del proceso de elaboración de la información económico-financiera, con objeto de determinar su grado de eficiencia y operatividad, proyecto en el que colaboran diversas áreas de la organización, entre las que se encuentra la Dirección de Auditoría Corporativa.

Relaciones con el auditor externo.

La Comisión, en el ejercicio de las funciones que tiene asignadas, aprobó los honorarios del Auditor de Cuentas Externo para el ejercicio 2002 en la reunión celebrada el 3 de diciembre de 2002 y para el ejercicio 2003 en la reunión celebrada el 17 de diciembre de 2003.

Durante el ejercicio 2003 la Comisión ha sido puntualmente informada por el Auditor Externo de todos los aspectos significativos puestos de manifiesto durante la auditoría de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, asistiendo a las reuniones de la Comisión e informando al Presidente de la misma, cuando ha sido considerado necesario.

Finalmente, siguiendo las recomendaciones de los Códigos de Buen Gobierno y los requisitos de la legislación vigente, la Comisión de Auditoría y Control del Consejo, en su labor de velar por la independencia de la Auditoría Externa, ha aprobado un procedimiento de pre aprobación por la Comisión de las propuestas de prestación de servicios por el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza, procedimiento que se ha regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento a nivel mundial general para todo el Grupo Repsol YPF.

Los miembros de la Comisión Delegada en la actualidad son D. Alfonso Cortina de Alcocer, D. Manuel González Cid, D. Ricardo Fornesa Ribó, D. Antonio Hernández-Gil Álvarez Cienfuegos, D. Ramón Blanco Balín, D. Raúl Muñoz Leos, como representante persona física de PEMEX Internacional España, S.A., D. Juan Molins Amat y D. Enrique de Aldama y Miñón.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones fue constituida el 27 de febrero de 1995, y su vigente Reglamento fue aprobado en la reunión del Consejo de Administración celebrada el 26 de marzo de 2003.

Tiene como función principal la propuesta o informe al Consejo de Administración sobre nombramientos y retribuciones y, en particular, la propuesta del régimen de retribuciones del Presidente, informe sobre la retribución de los Consejeros y, en general, las propuestas e informes sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores y que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

Debe disponer de información sobre el establecimiento de cláusulas de garantía o de “blindaje” para casos de despido o cambios de control a favor de los componentes de la Alta Dirección de la Sociedad, las cuales deberán ser aprobadas por el Consejo cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

Si bien se establece un calendario anual de sesiones, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones 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 o lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos.

Durante el año 2003, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha celebrado nueve reuniones.

Forman parte de esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, quienes cesarán en el cargo por el transcurso del plazo de cuatro años desde su nombramiento como tales, cuando lo hagan en su condición de Consejeros o cuando así lo acuerde el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad integran esta Comisión D. Gonzalo Anes Álvarez-Castrillón, D. Gregorio Villalabeitia Galarraga y D. Antonio Hernández-Gil Álvarez Cienfuegos.

No pueden ser miembros de esta Comisión los Consejeros ejecutivos.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia se rige por su Reglamento aprobado por el Consejo de Administración en reunión celebrada el 26 de marzo de 2003.

Tiene como función principal la propuesta o informe al Consejo de Administración y su Comisión Delegada sobre aquellas decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo, así como para las inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía, corresponda conocer al Consejo de Administración o a la Comisión Delegada. Su informe no es vinculante pero sí preceptivo, al igual que la constancia del mismo en el acta que refleje el acuerdo que se adopte. Conoce asimismo, entre otras funciones, de los requerimientos de información o actuaciones que en relación con la sociedad o sociedades del grupo, se sigan por los órganos reguladores o tribunales de justicia en materia de competencia, conociendo asimismo de las respuestas, peticiones o alegaciones que proceda evacuar en nombre de la Sociedad.

Si bien se establece un calendario anual de sesiones, la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia se reunirá siempre que lo convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Es obligatoria la comparecencia ante la misma de cualquier miembro del equipo directivo o del personal de la Sociedad requerido a tal fin.

En el año 2003, la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia ha celebrado seis reuniones.

Esta Comisión está integrada por un mínimo de tres miembros quienes cesan en el cargo por el transcurso del plazo de 4 años desde su nombramiento, cuando lo hagan en su condición de

Consejeros o cuando lo acuerde el Consejo de Administración previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En la actualidad integran esta Comisión, D. Enrique de Aldama y Miñón, D. Juan Molins Amat y Raúl Muñoz Leos, en representación de PEMEX Internacional España, S.A.

VI.1.2 Identificación y función en la entidad de los miembros de la Alta Dirección

El Comité Ejecutivo del Grupo Repsol YPF desarrolla importantes funciones de coordinación entre las empresas y de apoyo al Presidente en la gestión de Repsol YPF al más alto nivel. No existe remuneración a los miembros de este Comité diferente de la que perciben por el ejercicio del cargo que representan en el mismo. Está presidido por el Presidente de Repsol YPF y constituido además por los miembros que a continuación se citan:

Miembros	Cargos
D. Alfonso Cortina de Alcocer (*)	Presidente Ejecutivo
D. Ramón Blanco Balín (*)	Consejero Delegado
D. Miguel Angel Remón Gil	Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción
D. Alfonso Ballesteros Aguilar	Director General de RYTTSA
D. Luis Alberto Mañas Antón	Chief Financial Officer, CFO
D. José Manuel Revuelta Lapique	Director Corporativo de Asuntos Institucionales Adjunto al Presidente
D. Jorge Segrelles García	Director General de Refino y Marketing Europa

(*) Miembro del Consejo de Administración

El Comité de Dirección de Repsol YPF está integrado por el Presidente, el Consejero Delegado, los Vicepresidentes Ejecutivos y los principales Directores Corporativos de la Sociedad y colabora con el Comité Ejecutivo en la gestión de las actividades empresariales de Repsol YPF. No existe remuneración a los miembros de este Comité diferente de la que perciben por el ejercicio del cargo que representan en el mismo. Está compuesto por los siguientes miembros:

Miembros	Cargos
D. Alfonso Cortina de Alcocer (*)	Presidente Ejecutivo
D. Ramón Blanco Balín *)	Consejero Delegado
D. Miguel Angel Remón Gil	Vicepresidente Ejecutivo Exploración y Producción
D. Alfonso Ballesteros Aguilar	Director General de RYTTSA
D. Luis Alberto Mañas Antón	Chief Financial Officer, CFO
D. José Manuel Revuelta Lapique	Director Corporativo de Asuntos Institucionales Adjunto al Presidente
D. Jorge Segrelles García	Director General Refino y Marketing Europa
D. Fernando Cid García	Director Corporativo Actividades Inmobiliarias
D. Pedro Fernández Frial	Director Corporativo de Planificación y Control
D. Jesús Fernández de la Vega Sanz	Director Corporativo de Recursos Humanos
D. Nemesio Fernández Cuesta	Director Corporativo de Servicios Compartidos
D. Antonio Gomis Sáez	Director Corporativo de Relaciones Externas
D. Manuel Guerrero Pemán	Director General de GLP
D. Juan Pedro Maza Sabalete	Director General de Química
D. Pascual Olmos Navarro	Director General de Refino y Marketing Latinoamérica
D. Rafael Piqueras Bautista	Director Corporativo de Asuntos Jurídicos

(*) Miembro del Consejo de Administración

El Comité Interno de Transparencia, constituido mediante acuerdo del Consejo de Administración en reunión celebrada el 27 de noviembre de 2002, tiene como funciones principales, de acuerdo con su Reglamento, las siguientes:

1. Llevar a cabo el seguimiento general de la normativa y principios de actuación de voluntaria asunción que puedan dictarse o hacerse públicos con relación al régimen jurídico de las Sociedades Mercantiles, en especial las cotizadas, y su buen gobierno; valorando la medida en que afectan a la Sociedad y proponiendo, cuando proceda, la adopción y puesta en práctica de las medidas pertinentes.
2. Dirigir y coordinar el establecimiento y mantenimiento de:
 - procedimientos para la elaboración de la información de carácter contable y financiero que la Sociedad debe aprobar y registrar conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados;
 - sistemas de control interno suficientes, adecuados y eficaces que aseguren la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de los estados financieros de la Sociedad contenidos en los Informes anuales y trimestrales, así como de la información contable y financiera que la Sociedad debe aprobar y registrar;
 - procesos de identificación de riesgos significativos en los negocios y actividades de la Sociedad y que puedan afectar a la información de carácter contable y financiero que la Sociedad debe aprobar y registrar.
- c) Asumir las funciones que las leyes de los EE.UU. y reglas de la SEC aplicables a la Sociedad, puedan atribuir a un “*Disclosure Committee*” o Comité Interno de similar naturaleza y de manera especial las que resultan de la Reglas de la SEC de 29 de agosto de 2002 (“*Certification of Disclosure in Companies’ Quaterly and Annual Reports*” – *Release number 33-8124*) y de aquellas que las modifiquen o sustituyan, en cuanto al soporte de la certificación por el Presidente del Consejo de Administración y el CFO de la Sociedad sobre la existencia y mantenimiento por la Sociedad de procedimientos y controles referentes a la elaboración y contenido de la información incluida en el “Formulario 20F” y demás información de carácter financiero.
- d) Asumir similares funciones a las previstas en las Reglas de la SEC para el “*Disclosure Committee*” con relación a la existencia y mantenimiento por la Sociedad de procedimientos y controles referentes a la elaboración y contenido de la información incluida en las Cuentas Anuales que los administradores deban formular conforme a la legislación española de Sociedades Anónimas así como a cualquier información contable o financiera que deba ser registrada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), la Comisión Nacional de Valores de Argentina (CNV) y demás reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan las acciones de la Sociedad.
- e) Revisar y supervisar los procedimientos de preparación y presentación por la Sociedad de la siguiente información:
 - Comunicaciones que deban hacerse ante la CNMV, la SEC, la CNV y demás reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.
 - Informes periódicos de carácter financiero.
 - Notas de prensa que contengan información financiera sobre resultados, ganancias, adquisiciones relevantes, desinversiones o cualquier otra información relevante para los accionistas.
 - Correspondencia emitida con carácter general para los accionistas.
 - Presentaciones a analistas, comunidad de inversores, agencias de calificación financiera (“*rating*”) y entidades prestamistas.

- f) Elaboración de las propuestas de un “Código Ético” y de un “Reglamento interno de conducta en los mercados de valores” con el contenido y extensión que resulte de las normas aplicables o que se considere conveniente, refundiendo, en lo necesario, los documentos similares actualmente en uso en la Sociedad.
- g) Supervisar la actuación del Comité de la misma naturaleza y funciones similares que YPF, S.A. establezca en su condición de Sociedad cuyas acciones cotizan en los EE.UU..
- h) Desempeñar cualquier otra función que, con relación a la elaboración y comunicación de la información financiera, le sea encomendada por el Consejo de Administración, su Comisión de Auditoría y Control, por el Presidente del Consejo de Administración o por el CFO de la Sociedad.

El Comité Interno de Transparencia está supervisado por la Comisión de Auditoría y Control, el Presidente del Consejo de Administración y por el Chief Financial Officer, quien, a su vez, es Presidente de este Comité.

Son miembros del Comité las personas que desempeñen los cargos que se relacionan en el acuerdo del Consejo de Administración anteriormente citado. En la actualidad integran el Comité Interno de Transparencia:

Cargos	Miembros
Chief Financial Officer	D. Luis Mañas Antón
Consejero Delegado	D. Ramón Blanco Balín
Vicepresidente Ejecutivo Upstream	D. Miguel Angel Remón Gil
Director General de Refino&Marketing Europa	D. Jorge Segrelles García
Director General de RYTTSA	D. Alfonso Ballesteros Aguilar
Director Corporativo de Relaciones Externas	D. Antonio Gomis Sáez
Director Corporativo Asuntos Jurídicos	D. Rafael Piqueras Bautista
Director Corporativo de Recursos Humanos	D. Jesús Fernández de la Vega Sanz
Director de Auditoría Corporativa	D. Isidoro Mansilla Barreiro
Director de Consolidación y Normativa Contable	D. Angel Ramos Sánchez

De conformidad con lo previsto en su Reglamento regulador, la elaboración del presente Folleto Continuo ha sido supervisada por el Comité Interno de Transparencia de Repsol YPF, S.A.

La actual estructura organizativa está explicada detalladamente en el Capítulo IV.1.1 del presente Folleto.

VI.1.3 Repsol YPF, S.A. fue constituida en 1986 y adoptó su actual carácter como cabecera del Grupo Repsol en 1987, cuando pertenecía al Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) la totalidad de su capital.

VI.2 **CONJUNTO DE INTERESES EN LA SOCIEDAD DE LAS PERSONAS QUE COMPONENTEN LOS ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN**

VI.2.1 De acuerdo con los datos de que dispone la Sociedad, el cómputo total de las acciones de las que los actuales Consejeros eran titulares a título individual a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 513.371 acciones, que representan el 0,042% del capital social de la compañía.

MIEMBROS	Acciones poseídas				Accionista que propuso su designación	Acciones del accionista (3)	%
	Directas	Indirectas	Total	%			
D. Alfonso Cortina de Alcocer	424.000	0	424.000	0,0347			
D. Ramón Blanco Balín	20.739	2.116 (5)	22.855	0,0019			
D. Manuel González Cid	10	0	10	0,0000	BBVA	77.308.682	6,33
D. Gregorio Villalabeitia Galarraga	10	0	10	0,0000			
D. Gonzalo Anes Alvarez Castrillón	2.000	0	2.000	0,0002			
PEMEX Internacional España, S.A. (1)	1	0	1	0,0000	PEMEX	58.679.800	4,81 (4)
D. Juan Molins Amat	8.044	0	8.044	0,0007			
D. Antonio Brufau Niubó	3.950	0	3.950	0,0003	LA CAIXA	172.393.507	14,12(2)
D. Ricardo Fornesa Ribó	100	0	100	0,0000			
D. Ignacio Bayón Mariné	7.050	0	7.050	0,0006			
D. Antonio Hernández-Gil Alvarez Cienfuegos	0	0	0	0,0000			
D. Marcelino Oreja Aguirre	5.436	0	5.436	0,0004			
D. Carmelo de las Morenas López	7.376	0	7.376	0,0006			
D. Enrique de Aldama y Miñón	22.431	10.108 (6)	32.539	0,0027			

(1) PEMEX Internacional España, S.A. es filial 100% de Petróleos Mexicanos.

(2) La Caixa ostenta una participación de control en Repsol YPF del 14,12% (9,10% a través de Caixa Holding, S.A.U. y un 5,02% a través de Repinves, sociedad en la que La Caixa ostenta un 67,60%).

(3) Última información de que dispone Repsol YPF, S.A.

(4) El titular de las acciones de Repsol YPF es Repcon Lux, S.A..

(5) Las acciones indirectas son ostentadas a través de la sociedad Blanco Asesores Fiscales, S.L..

(6) Las acciones indirectas son ostentadas a través de las sociedades Oroalda, S.L. y SIMCAV IC49.

De conformidad con los datos de que dispone la Sociedad, la suma de la participación directa e indirecta en Repsol YPF, S.A. que ostentan los Consejeros a título individual y los accionistas que propusieron su nombramiento asciende a 308.895.359 acciones, lo que representa un 25,30% del capital social.

El porcentaje de capital representado por el Consejo de Administración en la Junta General de 31 de marzo de 2004, incluyendo las participaciones propias y las delegaciones de voto fue de 40,574%.

De conformidad con la última información de la que dispone la Sociedad el número total de acciones poseído por los miembros del Comité de Dirección asciende a 487.104 acciones, lo que representa un 0,040% de su capital social.

El Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del mercado de valores, originalmente aprobado el 9 de diciembre de 1993, ha sido objeto de revisión para su adaptación a las disposiciones de la Ley 44/2002, de 22 de noviembre. El vigente Reglamento fue aprobado

por el Consejo de Administración en su reunión celebrada el 26 de julio de 2003. Dicho Reglamento regula la tenencia de acciones y la inversión en acciones de Repsol YPF por los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. y de las sociedades que forman su Grupo así como de determinados directivos y empleados.

VI.2.2 Ninguna de las personas relacionadas en los apartados VI.1.1 y VI.1.2 han tenido o tienen relación con transacciones inhabituales y relevantes de la actividad de Repsol YPF.

VI.2.3 Retribución de los miembros del Consejo y del personal de Alta Dirección.

Retribución miembros del Consejo

De conformidad con el artículo 30 de los Estatutos sociales, la sociedad podrá destinar en cada ejercicio social a retribuir a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, la cual sólo podrá ser detrída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y de haber reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

El detalle de las retribuciones devengadas por los miembros del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. durante el primer trimestre de 2004 así como en los ejercicios 2002 y 2003 es el siguiente:

	Millones de Euros		
	2002	2003	1 ^{er} Tr. 2004
Retribución estatutaria	2,70	3,28	0,86
Remuneración por pertenencia a otros Consejos del Grupo	0,50	1,01	0,25
Sueldos	2,27	4,2	1,04
T O T A L	5,47	8,49	2,15

Por otra parte, durante el ejercicio 2003 se ha procedido a la cancelación anticipada del Incentivo 2001-2005 y del Incentivo 2002-2006, con origen en los ejercicios 2001 y 2002, respectivamente, mediante el pago de una cantidad compensatoria no consolidable ni referenciada a la cotización de las acciones de Repsol YPF, S.A. El importe liquidado por ambos conceptos ha ascendido a 1,2 millones de euros para los miembros del Consejo que tienen la consideración de ejecutivos, importe que ha sido registrado dentro del epígrafe de "Gastos extraordinarios" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias en la Memoria Consolidada que figura en el Anexo I de este Folleto. Adicionalmente, los miembros del Consejo que desempeñan funciones ejecutivas están incluidos en el *Incentivo 2003-2006*. Durante el ejercicio 2003 no se ha abonado cantidad alguna por este concepto, dado que este incentivo consiste en una cantidad adicional de retribución variable a recibir en el año 2007 y cuya percepción está ligada a: (i) la permanencia del directivo en el Grupo hasta esa fecha, y (ii) al cumplimiento de una serie de objetivos ligados a los incluidos en el Plan Estratégico 2003-2007 del Grupo.

La siguiente tabla proporciona información detallada sobre la retribución percibida durante el año 2003 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo y a los distintos comités:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración					TOTAL
	Consejo de Administración	Comisión Delegada	Comisión de Auditoría y Control	Comisión de Nominaciones	Comisión de Estrategia Inversiones y competencia	
Alfonso Cortina	140.272	140.272				280.543
Enrique de Aldama	140.272	140.272			35.068	315.611
Gonzalo Anes	140.272			35.068		175.340
Ignacio Bayón	140.272		35.068			175.340
Antonio Brufau	140.272		35.068			175.340
Antonio Hernandez-Gil	140.272	140.272		35.068		315.611
Juan Molins	140.272	140.272			35.068	315.611
PMI Holdings	140.272	140.272			35.068	315.611
Marcelino Oreja Aguirre	140.272		35.068			175.340
Gregorio Villalabeitia	140.272			35.068		175.340
Mamel González Cid (1)	105.204	105.204				210.408
Ramón Blanco Balín (1)	105.204	105.204				210.408
Carmelo de las Morenas (2)	58.447		2.922			61.369
Ricardo Fornesa (3)	23.379	23.379				46.757
Jose Vilarasau Salat (4)	116.893	116.893				233.786
José Ignacio Goirigolzarri Tellaesche (5)	46.757	46.757				93.514

1. Desde abril de 2003
2. Desde julio de 2003
3. Desde octubre de 2003
4. Hasta octubre de 2003
5. Hasta abril de 2003

Durante el primer trimestre de 2004, la retribución percibida por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo y a los distintos comités es la siguiente:

	CONSEJO	COM. DELEGADA	COM. AUDITORÍA Y CONTROL	COM. NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	COM. ESTRATEGIA INVERSIONES Y COMPETENCIA	TOTAL
Alfonso Cortina	35.068	35.068				70.136
Juan Molins	35.068	35.068			8.767	78.903
Antonio Hernández	35.068	35.068		8.767		78.903
Enrique de Aldama	35.068	35.068			8.767	78.903
Antonio Brufau	35.068		8.767			43.835
Gonzalo Anes	35.068			8.767		43.835
Ramón Blanco	35.068	35.068				70.136
Manuel González	35.068	35.068				70.136
Ricardo Fornesa	35.068	35.068				70.136
Gregorio Villalabeitia	35.068			8.767		43.835
Marcelino Oreja	35.068		8.767			43.835
Ignacio Bayón	35.068		8.767			43.835
Carmelo de las Morenas	35.068		8.767			43.835
PEMEX Internacional España	35.068	35.068			8.767	78.903
TOTAL	490.951	280.543	35.068	26.301	26.301	859.164

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 por aquellos miembros en los

que concurre la condición de directivos, con los cuales tienen contraídas las propias de este colectivo.

Retribución personal de Alta Dirección

Durante los ejercicios 2002 y 2003 así como en el primer trimestre de 2004 los importes de los sueldos, dietas y remuneraciones abonados por Repsol YPF a los miembros del Comité Ejecutivo han sido los siguientes:

	Miles de Euros (1)		
	2002 (2)	2003 (3)	1 ^{er} Tr. 2004
Sueldos	2.229	2.439	519
Dietas (4)	657	432	100
Remuneración variable (5)	800	3.613	577
Remuneración en especie	329	272	59
T O T A L	4.015	6.756	1.255

- (1) No incluye sueldos, dietas y remuneraciones percibidas por los miembros de Consejo de Administración que pertenecen a dicho Comité.
- (2) Incluye los importes percibidos por los Vicepresidentes Ejecutivos de Química y Gas y Electricidad hasta su baja como miembros del Comité en mayo de 2002.
- (3) Incluye los importes percibidos por el Vicepresidente Ejecutivo de Downstream y el anterior Chief Financial Officer, hasta sus bajas en septiembre y agosto de 2003, respectivamente.
- (4) Corresponde a la remuneración de los miembros del Comité Ejecutivo por su pertenencia a los Consejos de Administración de sociedades del Grupo Repsol YPF.
- (5) Incluye en 2003 las cantidades compensatorias liquidadas por la cancelación de los incentivos 2001-2005 y 2002-2006.

A 31 de diciembre de 2003, los miembros del Comité Ejecutivo incluidos en el programa de incentivo a medio y largo plazo correspondiente al año 2000 (aprobado en la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2001) mantenían derechos sobre un total de 273.000 “acciones teóricas” de Repsol YPF. (Ver apartado IV.4.4 – Incentivos a medio y largo plazo – Incentivo 2000).

Los miembros del Comité de Dirección (anteriormente Comité de Gobierno) de Repsol YPF, excluidos aquellos que son miembros del Comité Ejecutivo y cuya remuneración figura en la tabla anterior, han recibido durante los ejercicios 2002 y 2003 y primer trimestre de 2004, los siguientes importes en concepto de sueldos, dietas y remuneraciones:

	Miles de Euros		
	2002 (1)	2003	1 ^{er} Tr. 2004
Sueldos	2.556	2.534	740
Dietas (2)	--	--	6
Remuneración variable (3)	700	3.421	878
Remuneración en especie	225	264	93
T O T A L	3.481	6.219	1.717

- (1) Incluye los importes percibidos por los Directores Corporativos de eBusiness y Asuntos Institucionales y Corporativos hasta su baja como miembros del Comité en abril de 2002.

- (2) Corresponde a la remuneración de los miembros del Comité Ejecutivo por su pertenencia a los Consejos de Administración de sociedades del Grupo Repsol YPF.
- (3) Incluye en 2003 las cantidades compensatorias liquidadas por la cancelación de los incentivos 2001-2005 y 2002-2006

VI.2.4

Las aportaciones realizadas en 2003 en relación con los planes de aportación definida de modalidad mixta adaptados a la Ley de Planes de Pensiones que mantiene con los miembros del Consejo de Administración (exclusivamente con aquellos en los que concurre la condición de directivos), con los miembros del Comité Ejecutivo y con los miembros del Comité de Dirección han ascendido a 16.013, 49.365 y 64.415 euros, respectivamente.

El importe de las primas netas abonadas en 2003 correspondientes al seguro que cubre las contingencias de muerte o invalidez que mantiene con los miembros del Consejo de Administración (exclusivamente con aquellos en los que concurre la condición de directivos), con los miembros del Comité Ejecutivo y con los miembros del Comité de Dirección han ascendido a 23.132, 177.345 y 142.509 euros, respectivamente.

Las aportaciones realizadas en 2002 en relación con los planes de aportación definida de modalidad mixta adaptados a la Ley de Planes de Pensiones que mantenía con los miembros del Consejo de Administración (exclusivamente con aquellos en los que concurría la condición de directivos), con los miembros del Comité Ejecutivo y con los miembros del Comité de Dirección ascendieron a 8.821, 51.428 y 77.420 euros, respectivamente.

El importe de las primas netas abonadas en 2002 correspondientes al seguro que cubre las contingencias de muerte o invalidez que mantiene con los miembros del Comité Ejecutivo y con los miembros del Comité de Gobierno (actualmente llamado Comité de Dirección) ascendieron a 225.782 y 306.629 euros, respectivamente. No se abonó ningún importe por este concepto correspondiente a los miembros del Consejo de Administración.

VI.2.5

A 31 de diciembre de 2003 el saldo global de los créditos concedidos a los Directivos miembros del Comité Ejecutivo así como a los directivos miembros del Comité de Dirección ascendía a 1.406 miles de euros, con un tipo de interés medio del 2,975%. Los plazos de vencimiento de dichos préstamos van desde el ejercicio 2004 al 2017. 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.

Las garantías exigidas para la concesión de los créditos son las siguientes:

- Patrimonio personal
- Derechos consolidados del Plan de Pensiones
- Seguro de vida

VI.2.6

Las actividades más significativas que los miembros del Consejo de Administración ejercen fuera de Repsol YPF, son las que a continuación se relacionan:

D. Alfonso Cortina de Alcocer: Presidente. Presidente del Club Español de la Energía, miembro del Comité Ejecutivo de la Fundación para la Innovación Tecnológica (COTEC), miembro del Consejo de Administración de la Mutua Madrileña Automovilista, miembro del Consejo de Administración de IFP (Institut Français du Pétrole), miembro de la European Round Table of Industrialists (ERT), miembro del International Advisory Board de Allianz AG, y miembro de la Comisión Trilateral.

D. Ricardo Fornesa Ribó: Presidente de “la Caixa”, Miembro de la Fundación “la Caixa”, Presidente de Caixa Holding, S.A., Presidente de la Federación Catalana de Cajas de Ahorro, Presidente de Caifor, S.A., Presidente de Inmobiliaria Colonial, Vicepresidente 1º de Caixabank,

Francia, Presidente Ejecutivo de Aguas de Barcelona, S.A. (AGBAR), Presidente de la Fundación AGBAR, Vicepresidente 1º de CECA, Presidente de la Fundación de la Universidad Ramón Llull, miembro del Consejo de la Asociación Empresarial de la CEOE, miembro del Consell Asesor per el Desenvolupament Sostenible, miembro de L'Alt Patronat de L'Institut Europeu de la Mediaterrania, miembro del Consejo de Administración de la Asamblea General del Capítulo Español del Club de Roma, Miembro de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras y Patrón de la Fundación Carolina y de la Fundación Castellet del Foie.

D. Manuel González Cid: Chief Financial Officer del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) y Consejero de Banca Nazionale del Lavoro.

D. Antonio Hernández-Gil Álvarez Cienfuegos: Catedrático de Derecho civil, Abogado en ejercicio, Consejero y Secretario del Banco Zaragozano y Secretario de la Junta de Gobierno del Ilustre Colegio de Abogados de Madrid.

D. Ramón Blanco Balín: Consejero de Gas Natural SDG, S.A., Enagas, NH Hoteles y ERCROS.

D. Ignacio Bayón Mariné: Presidente de Citroën Hispania S.A., Presidente y Consejero de Planiges, S.A. y Presidente de Realía Business, S.A.

D. Gonzalo Anes Álvarez Castrillón: Consejero de Cementos Portland y Vicepresidente de la Fundación Duques de Soria.

D. Juan Molins Amat: Director General y Vicepresidente de Cementos Molins S.A., Presidente de Cementos Avellaneda S.A., Presidente de Corporación Moctezuma, Presidente de Privat Bank, miembro del Consejo del Círculo de Economía, Presidente de Fira 2000, Consejero-Patrono de la Fundación Bosch i Gimpera y miembro del Parc Científic de Barcelona..

D. Gregorio Villalabeitia Galarraga: Director General del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA), Consejero de Telefónica, S.A. y Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

D. Enrique de Aldama y Miñón: Vicepresidente de la CEOE, Presidente de Build2edifica, S.A. y Consejero de la Corporación TECNOCOM.

D. Antonio Brufau Niubó: Director General del Grupo "la Caixa", Presidente de Gas Natural SDG S.A., Consejero de Acesa, Consejero de Caixa Holding, Consejero de Inmobiliaria Colonial, Consejero de Aguas de Barcelona,S.A. (AGBAR) y Consejero de Enagas.

D. Raúl Muñoz Leos: Director General de Petróleos Mexicanos.

D. Marcelino Oreja Aguirre: Presidente del Grupo FCC, Consejero de Acerinox, S.A., Presidente del Instituto de Estudios Europeos de la Universidad de San Pablo CEU.

D. Carmelo de las Morenas López: Consejero de Britannia Steamship Insurance Association Limited, miembro del Standards Advisory Council del International Accounting Standards Board y Consejero de Oropaena.

VI.3 PERSONAS O ENTIDADES QUE EJERCEN UN CONTROL SOBRE LA SOCIEDAD

De acuerdo con los criterios establecidos en la legislación mercantil, no existe ninguna persona física o jurídica que ejerza un control sobre Repsol YPF.

VI.4 LIMITACIONES A LA ADQUISICIÓN DE PARTICIPACIONES IMPORTANTES EN LA SOCIEDAD

En la actualidad no existen preceptos estatutarios que supongan o puedan llegar a suponer una restricción o limitación a la adquisición de participaciones importantes en la Sociedad por parte de terceros ajenos a la misma.

No obstante, Repsol YPF, se halla sujeta al régimen de la conocida como “golden share”, regulada en la Ley 5/1995, de 23 de marzo y en su normativa de desarrollo. Dicha normativa ha sido objeto de modificaciones significativas introducidas por la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, derivadas de los pronunciamientos de la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades de 13 de mayo de 2003.

De acuerdo con las leyes citadas, y con vigencia hasta el 6 de febrero de 2006, se hayan sometidas al régimen de notificación al órgano administrativo competente, una vez realizadas, las operaciones que supongan la adquisición, directa o indirecta, incluso a través de terceros, fiduciarios o interpuestos, en un solo acto o en varios sucesivos, de acciones de Repsol YPF, S.A. u otros valores que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción y adquisición de aquéllas cuando tengan por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital social.

Esta legislación especial, así como otras limitaciones a la adquisición de participaciones importantes en el capital de la sociedad, se describen más detenidamente en el Capítulo III.2.2 “Forma jurídica y legislación especial aplicable” de este Folleto.

VI.5 PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL SOCIAL DE LA SOCIEDAD

De conformidad con la última información de la que dispone la Sociedad, los accionistas de referencia de Repsol YPF, S.A. mantenían las siguientes participaciones en la empresa:

- *Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (“BBVA”)*: BBVA mantenía a fecha de la última Junta General de Accionistas, celebrada el 31 de marzo de 2004, una participación total del 6,33% (77.308.682 acciones).
- *La Caixa d’Estalvis i Pensions de Barcelona*: La Caixa, según comunicación de 7 de mayo de 2004, posee un porcentaje de control de 14,12% [9,10% (111.106.507 acciones) a través de La Caixa Holdings, y un 5,02% (61.287.000 acciones) a través de Repinves, sociedad en la que La Caixa ostenta un 67,60%]. El 28 de diciembre de 2000, la Secretaría de Estado de Economía autorizó a La Caixa a incrementar su participación en Repsol YPF hasta el 15%.
- *Petróleos de México*: mantenía a fecha de la última Junta General de Accionistas, un 4,81% (58.679.800 acciones) a través de Repcon Lux, S.A. y PEMEX Internacional España, S.A., compañías participadas al 100% por Petróleos de México.

VI.6 ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

De acuerdo con la estimación recibida con ocasión de la celebración de la última Junta General de Accionistas de Repsol YPF celebrada el 31 de marzo de 2004, la Sociedad cuenta con 892.493 accionistas, aproximadamente.

VI.7 PRESTAMISTAS EN MÁS DEL 20% DE LA DEUDA A LARGO PLAZO DEL GRUPO

A 31 de diciembre de 2003 no existen personas o entidades prestamistas del Grupo Repsol YPF a largo plazo con una participación sobre el total de las deudas a largo plazo del Grupo superior al 20%.

VI.8 CLIENTES O SUMINISTRADORES SIGNIFICATIVOS

No existen clientes o suministradores cuyas operaciones de negocio con el Grupo supongan al menos un 25% de las ventas o compras totales del mismo.

VI.9 ESQUEMAS DE PARTICIPACION DEL PERSONAL

No existe ningún porcentaje del capital social de Repsol YPF reservado a empleados.

A la fecha del presente Folleto Repsol YPF no tiene prevista la ejecución de planes de opción sobre acciones en favor de sus empleados que confieran a éstos derecho a la entrega efectiva de acciones de Repsol YPF.

VI.10 RETRIBUCIÓN DE LOS AUDITORES DE LA SOCIEDAD

Seguidamente se detallan las retribuciones a Deloitte & Touche España, S.L. y de las sociedades que integran su Grupo durante el ejercicio 2003 por trabajos realizados al Grupo Repsol YPF:

	de euros	% sobre total
Retribuciones por servicios de auditoría prestados al Grupo	4,8	88.9%
Retribuciones por trabajos adicionales diferentes de los servicios de auditoría prestados al Grupo	0,6	11.1%
Total retribuciones	5,4	100%

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representan más de 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

VI.11 OPERACIONES CON TERCEROS VINCULADOS

Las operaciones realizadas por Repsol YPF con terceros vinculados se realizan en condiciones de mercado, entre las que también se incluyen aquellas llevadas a cabo con los accionistas

principales relativas a la financiación de las actividades realizadas en el desarrollo de sus negocios.

El 31 de diciembre de 2001, YPF firmó un contrato para la venta de crudo a largo plazo, durante un período de siete años, con Repsol YPF, S.A. con un precio y unas cantidades en él establecidas.

Dicho contrato, fue cedido en esa misma fecha a Hydrocarbons Traders Corporation, en adelante HTC. (Ver Capítulo V.4.1. Compromisos y Garantías – Operaciones con entidades de propósito especial - “ Contratos de venta de crudo a largo plazo”).

En diciembre de 2002, en relación con la operación de refinanciación del FOS III, HTC cedió el acuerdo a Oil International Limited (OIL). Adicionalmente, como parte de la refinanciación, HTC recompró sus participaciones preferentes, que habrían sido originalmente adquiridos por el Banco Zaragozano, y canceló la deuda que mantenía con BBVA.

Asimismo, HTC firmó un acuerdo para la comercialización del crudo recibido con Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA), sociedad participada 100% por Repsol YPF. Este acuerdo finalizó en diciembre de 2002 y a través del mismo RYTTSA actuó como agente recibiendo una comisión por cada barril vendido.

En relación con este contrato a largo plazo y con el objeto de cubrir el riesgo de precio de petróleo, HTC contrató un swap sobre el precio del barril de crudo, en virtud del cual recibiría un precio fijo y pagaría un precio variable. Este swap contaba con la garantía de BBVA. Asimismo, YPF contrató un swap sobre el precio del barril de crudo, en virtud del cual recibiría un precio variable y pagaría un precio fijo. Este swap contaba con la garantía de Repsol YPF, S.A.. Ambos acuerdos de cobertura finalizaron en diciembre de 2002.

Las transacciones que han tenido lugar a lo largo del ejercicio 2003 con los accionistas principales han sido las siguientes:

1. Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.:

- Operaciones de cobertura de tipos de interés por importe de 1.539 millones de euros, que han generado un ingreso financiero neto en el ejercicio de 22 millones de euros.
- Operaciones de compraventa de divisas por importe de 1.144 millones de euros.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras medias del período ascienden a 2.180 millones de euros y han generado un ingreso de 46 millones de euros.
- Ha otorgado créditos y préstamos por importe de 232 millones de euros en el período, con un coste de 9 millones de euros. El límite de las pólizas de crédito asciende a 612 millones de euros.
- Durante el período, la utilización media de la póliza de avales ha sido de 115 millones de euros, lo que ha supuesto un coste de 0,3 millones de euros. El límite de esta póliza asciende a 156 millones de euros.
- Los gastos registrados por comisiones bancarias han ascendido a 10 millones de euros. Este importe incluye las generadas como consecuencia de la colocación de operaciones de renta fija.
- El coste anual del ejercicio 2003 por operaciones de renting ha ascendido a 0,4 millones de euros.
- A 31 de diciembre de 2003, BBVA tiene emitidas 483.701 tarjetas Visa Repsol, de las cuales 398 son utilizadas como tarjetas corporativas por empleados del Grupo Repsol YPF.

2. La Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona:

- Operaciones de cobertura de tipos de interés al cierre del ejercicio que ascienden a 500 millones de euros y han generado un ingreso financiero neto en el ejercicio de 8 millones de euros.
- Operaciones de cobertura de tipos de cambio por importe de 57 millones de euros.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras medias del período ascienden a 43 millones de euros y han generado un ingreso de 1 millón de euros.
- Ha otorgado créditos y préstamos por importe de 63 millones de euros en el período, con un coste de 3 millones de euros. El límite de las pólizas de crédito asciende a 119 millones de euros.
- Durante el período la utilización media de la póliza de avales ha sido de 51 millones de euros, lo que ha supuesto un coste de 0,1 millones de euros. El límite de esta póliza asciende a 70 millones de euros.
- Los gastos registrados por comisiones bancarias han ascendido a 20 millones de euros. Este importe incluye las generadas como consecuencia de la colocación de operaciones de renta fija.
- El coste anual del ejercicio 2003 por operaciones de renting ha ascendido a 1 millón de euros.
- A 31 de diciembre de 2003, La Caixa tiene emitidas 302.538 tarjetas Visa Repsol, de las cuales 447 son utilizadas como tarjetas corporativas por empleados del Grupo Repsol YPF.

3. Petróleos Mexicanos:

- El Grupo ha registrado compras de productos a sociedades del grupo PEMEX por importe de 812 millones de euros. Repsol YPF mantiene con PEMEX un contrato para la compra de crudo en el que las cantidades se fijan anualmente (ver Capítulo IV.2.4.2 Actividad de Refino Logística y Marketing).
- Las ventas de productos del grupo han ascendido a 67 millones de euros.

Adicionalmente, las operaciones de 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.

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 los resultados por transacciones con compañías consolidadas por integración proporcional en la proporción no poseída por el Grupo en el capital de aquéllas, por transacciones con sociedades consolidadas por puesta en equivalencia y por transacciones con sociedades no consolidadas por su escasa significatividad.

Las operaciones más significativas realizadas con empresas del Grupo y no eliminadas en el proceso de consolidación son préstamos concedidos y recibidos. El Balance de Situación consolidado de 2003 incluye 765 millones de euros en su activo y 225 millones de euros en su pasivo por este concepto.

La Cuenta de Pérdidas y Ganancias incluye 33 millones de euros por ingresos financieros y 2 millones de euros de gastos financieros generados por préstamos con sociedades del Grupo y no eliminados en el proceso de consolidación.

VI.12 OTROS SISTEMAS RETRIBUTIVOS

Los directivos del Grupo Repsol YPF disponen desde julio de 1993 de un concepto retributivo de carácter diferido, articulado a través de un Fondo de Inversión Mobiliaria (FIM) denominado “Fondo de Permanencia”, cuya titularidad ostenta Repsol YPF hasta que el directivo se hace acreedor a su cobro.

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.

En virtud de dicho concepto retributivo, el directivo recibirá las participaciones acumuladas cuando cumpla 30 años de actividad laboral como directivo, o bien a la fecha de la jubilación si ésta se produjera antes del plazo indicado, o bien en el caso de despido improcedente o abandono de la empresa a iniciativa de ésta sin mediar causa de despido.

El fondo se dota anualmente mediante una cantidad calculada sobre un porcentaje de la retribución fija anual de cada directivo. A 31 de diciembre de 2001, 2002 y 2003, el valor patrimonial del Fondo ascendía a 30, 28 y 30 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2003 estaban sujetos a este concepto retributivo 252 directivos.

CAPÍTULO VII

VII EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR

VII.1 ESTRATEGIA

El Plan Estratégico de Repsol YPF, presentado a los mercados en noviembre de 2003, prevé el mantenimiento y potenciación de aquellas actividades identificadas como prioritarias, ya sea porque exista una clara ventaja competitiva o porque se prevea obtener rentabilidades superiores a la media. Estas actividades en las que se enfocará la gestión de Repsol YPF en el periodo 2003-2007 son:

- La producción de petróleo y gas natural en Latinoamérica, Caribe, Norte de África; con expansión en África Occidental, y Oriente Medio;
- La comercialización de gas natural y GNL, en América y Sur de Europa a través de proyectos integrados; y,
- El refino, marketing, GLP y Petroquímica en el Sur de Europa y en América del Sur.

La estrategia de Repsol YPF para el periodo 2003-2007 está orientada a la consecución del objetivo prioritario de la creación de valor, a través de la mejora de la rentabilidad del capital empleado. Para alcanzar estos objetivos de rentabilidad, el Plan Estratégico de Repsol YPF se basa en cuatro pilares esenciales:

- Excelencia operativa en los negocios: la excelencia operativa a todos los niveles será la clave para mantener la rentabilidad en los negocios maduros que generan un volumen elevado de cash flow libre. Para alcanzar este objetivo, Repsol YPF continuará con la optimización de costes y la mejora de la competitividad, en todas las áreas de actividad, sin menoscabo de la calidad de nuestras operaciones;
- Disciplina financiera: el Plan Estratégico 2003-2007 profundiza en la política de disciplina financiera desarrollada por la Compañía en los últimos años y fija su ratio de deuda neta sobre capitalización para el periodo en una banda entre el 15 y el 25%;
- Crecimiento rentable: el Plan Estratégico contempla un crecimiento medio anual del 5% de la producción de hidrocarburos para el período 2002-2007 que está en la banda alta del esperado por el resto de las compañías petroleras internacionales. El aumento de la producción irá acompañado de una mayor rentabilidad debido al crecimiento del margen unitario, tanto debido a la estrategia de reducción de costes como a la mejora de los precios de realización;
- Diversificación geográfica de la actividad a través de la expansión en nuevas áreas como Trinidad y Tobago, Libia, Golfo de México, Ecuador, Bolivia, Brasil, Venezuela, África Occidental y Arabia Saudí. Esta mayor diversificación geográfica irá unida al mantenimiento de la producción en Argentina y persigue la mejora de la estructura de negocio y el perfil de riesgos de la Compañía.

Todas las acciones mencionadas conducirán al objetivo de creación de valor que, expresado en términos de rentabilidad por capital empleado (ROACE ajustado descontando los efectos del fondo de comercio), rondará el 14% para el año 2007, bajo las condiciones de referencia.

Para poder alcanzar las metas previamente enunciadas, las áreas de negocio de Repsol YPF desarrollarán su estrategia de acuerdo a las siguientes pautas:

- En Exploración y Producción, el objetivo es obtener un crecimiento mayor del 5% anual de la producción de hidrocarburos, a un ritmo mayor que el esperado por el resto de las compañías petroleras internacionales, mejorando los márgenes unitarios. La solidez de los activos actuales de Exploración y Producción, junto con los atractivos proyectos en cartera, permiten asegurar este crecimiento. Además, los costes unitarios se mantendrán en niveles muy competitivos e inferiores a los medios del sector. El crecimiento de la producción se basará principalmente en los activos que la Compañía tiene en Trinidad y Tobago, Libia, Bolivia, Venezuela, Argentina, Ecuador, Brasil, Golfo de México y México. Se unirán otros proyectos, como los nuevos proyectos en estudio en Argelia, Golfo de México, Trinidad y Tobago, Cuba, Arabia Saudí, Argentina, Bolivia, Irán y África Occidental, que aseguran una sólida base de producción de hidrocarburos más allá de 2007.
- Repsol YPF basará su estrategia de Refino y Marketing en la consolidación de su posición en los países en los que ya es líder y su expansión en mercados de alto potencial que aseguren resultados de calidad. Los mercados en los que está presente Repsol YPF registran crecimientos superiores a la media mundial y a la de los países industrializados. Esta situación, unida a las mejoras operativas y continuas reducciones de costes, permitirán un crecimiento sostenido de los beneficios.
- En Gas y Electricidad, el objetivo es lograr un crecimiento rentable basado en el desarrollo de cadenas integradas. Las grandes reservas de gas de Repsol YPF, junto con la experiencia en proyectos integrados de GNL (gas natural licuado) y la posición de liderazgo en mercados en expansión, permiten apoyar el cumplimiento de estas metas.
- La estrategia de Repsol YPF para los negocios del área Química, contempla la consolidación de su ventaja competitiva en relación con la integración con las actividades de downstream y upstream, el uso de tecnologías altamente competitivas de su propiedad, la excelencia operativa y el liderazgo en costes.

VII.2 INVERSIONES FUTURAS

Las inversiones previstas para el periodo 2004-2007, y conforme con lo dispuesto en el Plan Estratégico de Repsol YPF, ascienden a 15.169 millones de euros.

El desglose de estas inversiones por áreas de actividad y por áreas geográficas es el siguiente:

	Millones de euros	
	<u>2004-2007</u>	<u>%</u>
Exploración y Producción	8.547	56,3%
Refino y Marketing	3.969	26,2%
Química	948	6,2%
Gas	1.181	7,8%
Activos corporativos y otros	524	3,5%
	<u>15.169</u>	<u>100%</u>

	Millones de euros	
	<u>2004 - 2007</u>	<u>%</u>
Argentina	4.064	26,8%
Resto del mundo.....	6.642	43,8%
España.....	4.463	29,4%
	<u>15.169</u>	<u>100%</u>

Es intención de la Compañía financiar este programa de inversiones exclusivamente con los cash flows que se generen en cada ejercicio, sin incurrir por tanto en endeudamiento financiero adicional. Asimismo, Repsol YPF considera que con la liquidez disponible actualmente puede llevar a cabo su plan de inversiones durante 18 meses sin necesidad de contar para ello con los dividendos procedentes de YPF.

Las inversiones para el área de Exploración y Producción principalmente reflejan el desarrollo de nuevas reservas en Latinoamérica y en el Norte de África, en concreto en Argentina, Trinidad y Tobago, Venezuela, Bolivia y Libia. En las inversiones de este área se incluyen además las correspondientes a actividades de desarrollo fundamentalmente en Trinidad y Tobago, Libia, Argentina, Golfo de México, Bolivia, Venezuela, Cuba y Oeste de África.

En esta área también se incluyen las inversiones en el desarrollo de proyectos de GNL, entre los que se encuentra una planta de regasificación en Estados Unidos, el Tren 4 de Atlantic LNG y una planta de licuación en Latinoamérica.

Las inversiones que Repsol YPF tiene planificadas para el área de Refino están encaminadas a mejorar en eficiencia y seguridad sus refinerías, así como a incrementar la capacidad de conversión de las mismas con el fin de adaptarlas para el cumplimiento de las nuevas especificaciones de los productos establecidas por la Unión Europea a lo largo del periodo 2005-2009. Además del programa de Repsol YPF para adaptar las refinerías españolas a las especificaciones de la Unión Europea, Repsol YPF planea utilizar parte de sus inversiones futuras en el área de Refino para completar, entre otros proyectos, un mild hydrocracker en Puertollano, una unidad de pretratamiento y alimentación FCC en La Coruña, una planta de isomerización en Tarragona y para incrementar la capacidad de hidrotratamiento en Bilbao.

Las inversiones más importantes en el área de Marketing estarán dedicadas al desarrollo de la red de estaciones de servicio de Repsol YPF, reforzando el vínculo con la red en Argentina, expandiendo la red en Brasil, Chile, Perú y Ecuador e incrementando el número de estaciones de servicio directamente gestionadas por Repsol YPF en España.

En cuanto a las inversiones en el área de Química, las más destacadas serán aquellas destinadas al crecimiento de las actividades estratégicas de este área: petroquímica básica, poliolefinas, óxido de propileno y derivados y cauchos; en nuestros principales mercados estratégicos: la Península Ibérica, el área mediterránea, Latinoamérica y el resto de Europa. Este crecimiento se alcanzará mediante incrementos de capacidad y nuevas plantas, así como mejorando la eficiencia de las ya existentes.

Respecto al área de Gas, las cantidades de inversión más importantes se dedicarán al desarrollo en España de la infraestructura de distribución de gas natural, así como a la integración de la cadena de gas-electricidad, que incluye plantas de generación eléctrica. En Latinoamérica, las inversiones previstas se destinarán a la expansión comercial de los mercados de gas natural y a los proyectos de generación eléctrica utilizando las reservas de gas natural propias de Repsol YPF.

VII.3 INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS

La política de dividendos de Repsol YPF va a estar regida por el principio de garantizar la retribución de sus accionistas incluso en los escenarios de ciclo bajo. La intención es la de continuar aumentando significativamente el pago de dividendos de una manera estable y, a largo plazo, destinar a dividendos el 40% del beneficio neto de la Compañía que se obtenga en condiciones de ciclo medio.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 31 de marzo de 2004 aprobó el pago de un dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2003 de 0,40 euros por acción, lo que

representa un incremento del 29% respecto al dividendo del ejercicio 2002. El incremento se eleva al 35,5% si se incluye la prima de 0,02 euros por acción establecida para el ejercicio 2003.

El dividendo aprobado representa un ratio de pay-out del 24,28% (parte del resultado neto distribuido como dividendo) en línea con la política de prudencia de la Sociedad la cual, a pesar de la aparente mejora argentina, está principalmente dirigida al fortalecimiento de la estructura financiera de la Compañía.

De conformidad con la legislación española y con los Estatutos de la Sociedad, solamente se podrán pagar dividendos con cargo a resultados o a reservas de libre disposición si el patrimonio neto de la sociedad, como resultado de dicha distribución, no disminuye por debajo de la cifra de capital social. Aunque la Sociedad ha distribuido y espera seguir distribuyendo dividendos cada año, la distribución de dividendos dependerá de los resultados de la Sociedad, de su situación financiera y de otros factores.

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos activos a cuenta, complementarios y totales pagados por acción en cada año. Todos los datos por acción han sido ajustados para reflejar el split de tres acciones nuevas por cada una antigua llevado a cabo el 19 de abril de 1999.

Ejercicio	Euros por acción		
	A cuenta	Complementario	Total
1996	0,16	0,20	0,36
1997	0,18	0,22	0,40
1998	0,19	0,25	0,44
1999	0,16	0,26	0,42
2000	0,19	0,31	0,50
2001	0,21	---	0,21
2002	0,15	0,16	0,31
2003	0,20	0,20	0,40

El dividendo a cuenta del ejercicio 2003 se pagó el pasado 15 de enero de 2004. El complementario se pagó el 1 de julio de 2004. El importe neto del dividendo por acción asciende a 0,17 euros por acción tanto para el dividendo a cuenta, como para el dividendo complementario. El porcentaje general de retención aplicado en ambos casos es el 15%.

VII.4 ACONTECIMIENTOS SIGNIFICATIVOS ACAECIDOS DURANTE EL EJERCICIO 2004

- El 25 de marzo de 2004, Repsol YPF comunicó el incremento de su participación en Gas Natural, SDG hasta el 30,8% tras la adquisición realizada a la entidad financiera Bilbao Bizkaia Kutxa (BBK) del 1,5% de la participación de esta compañía en Gas Natural, SDG por 138 millones de euros.
- En el mes de abril de 2004, se inició la producción de gas en los Bloques Yucal Placer Norte y Sur en el Estado de Guarico situado en la zona centro-oriental de Venezuela. Repsol YPF participa con un 15% en el consorcio titular del proyecto junto con Total (69,5%), Inepetrol (10,3%) y Otepi (5,2%). La producción inicial total de los bloques es de 1,7 millones de metros cúbicos diarios (10,7 miles de bep/día) y se estima que alcanzará en el último trimestre de 2004, 3 millones de metros cúbicos diarios (18,9 miles de bep/día). A partir de 2007, se prevé que en una segunda fase la producción alcance 8,5 millones de metros cúbicos al día (53,5 miles de bep/día).
- El 2 de abril de 2004, La Caixa anunció una recomposición de la participación accionarial en Repinves, sociedad de cartera titular de un 5,63% de Repsol YPF. Kutxa ha acordado con sus socios la salida de la compañía para gestionar directamente su cartera del 1,67% de Repsol

YPF. Hasta ese momento la composición accionarial de Repinves era: 41,40%, equivalente al 2,33% de Repsol YPF, de La Caixa; 28,88%, equivalente al 1,63% de Repsol YPF, de Caixa Catalunya; y 29,72%, equivalente al 1,67% de Repsol YPF, de Kutxa. La nueva composición del accionariado de Repinves será: 67,6% de La Caixa, que trasladará a esta sociedad un 1,065% de su participación directa de Repsol YPF y 32,4% de Caixa Catalunya. Repinves mantendrá, tras la recomposición, una participación del 5,02% en Repsol YPF. La participación global de La Caixa en Repsol YPF a 2 de abril de 2004 era de un 12,5%, un 9,10% correspondía a participación directa y un 3,40% a través de Repinves.

- En el mes de abril de 2004, Repsol YPF y la empresa estatal de Suriname, Staatsolie, firmaron un contrato de reparto de producción (PSC) para la exploración y producción de petróleo en el bloque 30 situado a 100 kilómetros de la costa de ese país. El contrato tiene una duración de treinta años con un período exploratorio de seis. Repsol YPF prevé adquirir 1.800 kilómetros de sísmica 2D en el último trimestre de 2004. El bloque 30 tiene una superficie aproximada de 18.600 Km² y se encuentra en la cuenca de Guyana-Suriname, productora de petróleo en los campos de Tambaredjo y Calcutta en las cercanías de Paramaribo.
- Durante el 2004 el gobierno argentino ha adoptado las siguientes medidas legislativas con incidencia en la actividad de Repsol YPF (para más información ver Capítulo IV.1.2 Marco Legal – Argentina):
 - En enero de 2004 se dictó el Decreto No. 181/04 mediante el cual se autorizó a la Secretaría de Energía a realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste de precio en el mercado local. Con fecha 22 de abril de 2004, se homologó el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”.
 - En cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, el gobierno argentino impuso mediante los Decretos 310/2002 y 809/2002 derechos de exportación del 20% para el crudo y del 5% para la exportación de ciertos productos derivados del petróleo crudo y GLP. Con fecha 11 de mayo de 2004 mediante el dictado de las Resoluciones del Ministerio de Economía y Producción Nos. 335/04, 336/04 y 337/04, dichas alícuotas se aumentaron, resultando las siguientes: (i) 25% para petróleo crudo; (ii) 20% para el gas propano y GLP; (iii) 5% para las gasolinas y diesel. Asimismo con fecha 26 de mayo de 2004 mediante el dictado del Decreto No. 645/04 se estableció un derecho de exportación del 20% aplicable a la exportación de gas natural licuado, gas natural en estado gaseoso, butano en estado gaseoso y otros gases.
 - Con fecha 29 de marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles dictó la Disposición No. 27/04 mediante la cual se aprobó el Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y del Uso de la Capacidad de Transporte.
- El 2 de junio de 2004, Repsol YPF cerró un acuerdo con Royal Dutch/ Shell (que se hará efectivo una vez obtenidos los correspondientes permisos de las autoridades), para la compra de los negocios de marketing y logística de la petrolera en Portugal, excluyendo gas licuado de petróleo (GLP) y lubricantes. Esta operación incluye la adquisición de 303 estaciones de servicio y el aumento de 1,85 millones de metros cúbicos de las ventas anuales de productos petrolíferos.
- El 29 de junio de 2004, las autoridades venezolanas aprobaron la autorización para incrementar la producción neta actual de gas en el bloque Quiriquire en 3,4 millones de metros cúbicos de gas al día (22.500 barriles equivalentes de petróleo al día, incluyendo la producción de líquidos asociados). Adicionalmente, Repsol YPF anunció la inauguración del primer pozo del bloque Barrancas (100% de Repsol YPF), Sipororo 2X, junto con la recuperación del pozo Sipororo 1X, perforado en los años 90 por PDVSA. En una segunda fase, se perforará el sondeo exploratorio Guaramacal. En caso de éxito, se espera empezar la producción de gas en el bloque Barrancas en el primer semestre del año 2005. El gas

producido se destinará a suministrar gas a una central de generación termoeléctrica de 450 MW. El bloque Barrancas está ubicado al Suroeste de Venezuela, en los Estados Barinas, Portuguesa y Trujillo.

- El 7 de julio de 2004, Repsol YPF ha anunciado que invertirá 200 millones de dólares para llevar a cabo un plan exploratorio de 81 pozos durante el periodo 2005-2007 en la Cuenca Neuquina. Este plan significará una búsqueda de recursos de 1.172 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE). Durante el año 2004 está previsto que se completen 26 sondeos exploratorios. A su vez, de los 81 pozos, están previstos 31 sondeos para gas que investigarán 3.100 billones de pies cúbicos, mientras que los 50 pozos restantes buscarán 450 millones BOE.
- El referéndum vinculante sobre la política energética celebrado en Bolivia el 18 de julio de 2004 ha arrojado como resultado la aprobación de las medidas sometidas a consulta. Este resultado es positivo en cuanto que supone un apoyo popular a la política del Gobierno, dotando de mayor estabilidad a la situación política del país, si bien también habilita al gobierno presidido por Carlos Mesa a modificar la legislación del sector de hidrocarburos. En estos momentos y hasta la elaboración y promulgación de la futura ley de hidrocarburos no es posible determinar el potencial impacto del cambio legislativo sobre las operaciones de la Compañía en Bolivia. Las reservas probadas netas en Bolivia del Grupo Repsol YPF ascienden a 1.262 millones de barriles, de los que 606 millones de barriles corresponden a los socios minoritarios de Andina. Estas reservas representan el 23,3% sobre el total de las reservas probadas del Grupo y un 12,1% netas de la participación de los minoritarios de Andina.

VII.5 RESULTADOS DEL PRIMER SEMESTRE DE 2004

VII.5.1 INFORMACIÓN ECONÓMICO FINANCIERA Y PRINCIPALES MAGNITUDES OPERATIVAS

En los cuadros siguientes se recoge la evolución de las principales magnitudes financieras del Grupo Repsol YPF y de los indicadores operativos más representativos de las distintas actividades desarrolladas por el Grupo durante el primer semestre de 2004 y su comparación con el mismo semestre del ejercicio anterior.

RESULTADOS DE REPSOL YPF EN BASE A SUS PRINCIPALES COMPONENTES

	1er Semestre 2003	1er Semestre 2004	% 2004/2003
	(Millones de euros)		
EBITDA ⁽¹⁾	3.191	3.275	2,63%
Resultado operativo	2.075	2.120	2,17%
Resultado financiero	(170)	(143)	15,88%
Resultado Sociedades participadas	80	34	(57,50)%
Amortización fondo de comercio	(88)	(87)	1,14%
Resultados extraordinarios	(32)	(4)	(87,50)%
Resultados A.D.I. y de minoritarios	1.865	1.920	2,95%
Impuestos	(597)	(729)	(22,11)%
Resultados D.D.I. y antes de minoritarios	1.268	1.191	(6,07)%
Socios externos	(103)	(116)	(12,62)%
Resultado D.D.I.	1.165	1.075	(7,73)%
Cash-flow D.D.I.	2.450	2.461	0,45%
Resultado por acción (Euros/acción) ⁽²⁾	0,95	0,88	(7,37)%
Cash-flow por acción (Euros/acción) ⁽²⁾	2,01	2,02	0,50%

- (1) EBITDA: (Resultado operativo más amortizaciones más/ menos otros gastos/ ingresos que no generan movimientos en la caja incluidos en el resultado operativo).
- (2) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones.

BALANCE DE SITUACIÓN DEL GRUPO REPSOL YPF

	Diciembre 2003	Junio 2004	% 2004/2003
	(Millones de Euros)		
Inmovilizado neto	25.531	26.950	5,56%
Instrumentos financieros a L/P	498	453	(9,04)%
Fondos disponibilidad inmediata	5.278	2.847	(46,06)%
Otros activos circulantes	6.726	7.078	5,23%
TOTAL ACTIVO	38.033	37.328	(1,85)%
Recursos propios	13.632	14.741	8,14%
Provisiones	1.454	1.508	3,71%
Intereses minoritarios	4.054	4.104	1,23%
Deuda sin coste a l/p	2.254	2.601	15,39%
Deuda financiera a l/p	6.454	6.637	2,84%
Deuda financiera a c/p	4.369	2.260	(48,27)%
Otro pasivo circulante	5.816	5.477	(5,83)%
TOTAL PASIVO	38.033	37.328	(1,85)%

INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS ESPECÍFICOS

DEL GRUPO REPSOL YPF POR ACTIVIDADES

	1er Semestre 2003	1er Semestre 2004	% 2004/2003
	(Millones de euros)		
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>			
Exploración y Producción	3.194	3.665	14,75%
Refino y Marketing	16.456	16.461	0,03%
Química.....	1.133	1.322	16,68%
Gas natural y Electricidad	691	854	23,59%
Ajustes y otros	(2.836)	(2.681)	5,47%
TOTAL	18.638	19.621	5,27%
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>			
Exploración y Producción	1.213	1.273	4,95%
Refino y Marketing	705	739	4,82%
Química.....	109	91	(16,51)%
Gas natural y Electricidad	99	134	35,35%
Ajustes y otros	(51)	(117)	(129,41)%
TOTAL	2.075	2.120	2,17%
<u>CASH-FLOW OPERATIVO</u>			
Exploración y Producción	1.880	1.953	3,88%
Refino y Marketing	1.007	1.021	1,39%
Química.....	197	177	(10,15)%
Gas natural y Electricidad	128	193	50,78%
Ajustes y otros	(21)	(69)	(228,57)%
TOTAL	3.191	3.275	2,63%
<u>INVERSIONES</u>			
Exploración y Producción	1.529	585	(61,74)%
Refino y Marketing	249	386	55,02%
Química.....	38	35	(7,89)%
Gas natural y Electricidad	260	479	84,23%
Ajustes y otros	62	35	(43,55)%
TOTAL	2.138	1.520	(28,91)%

PRINCIPALES MAGNITUDES OPERATIVAS

	Enero-Junio		Variación
	2003	2004	%
Producción de hidrocarburos (Miles de bep/d)	1.082,7	1.152,0	6,4
Ventas de productos petrolíferos (Miles de toneladas)	26.047	26.455	1,6
Ventas de productos petroquímicos (Miles de toneladas) (1)	1.981	1.963	(0,9)
Ventas de gas natural (Miles de millones de metros cúbicos) (bcm)	14,65	16,52	12,8
Ventas de GLP (Miles de toneladas)	1.719	1.739	1,2

(1) Se han modificado los datos de 2003 para presentar magnitudes más ajustadas con la realidad del negocio químico de Repsol YPF. Concretamente, se han realizado ajustes en la consolidación de filiales y se ha redefinido el concepto de básica y derivada; en química básica se reflejan las ventas externas de olefinas, coherentes con los indicadores de márgenes internacionales, y en derivada el resto de la actividad química.

VII.5.2. COMENTARIOS DE LOS RESULTADOS CORRESPONDIENTES AL PRIMER SEMESTRE DE 2004

El beneficio neto atribuible de Repsol YPF correspondiente al primer semestre de 2004 alcanzó 1.075 millones de euros, frente a los 1.165 del mismo periodo del año anterior. El resultado operativo aumentó un 2,2% hasta los 2.120 millones de euros y el cash-flow neto, 2.461 millones de euros, superó ligeramente el registrado en el primer semestre de 2003.

El resultado neto atribuido se vió afectado negativamente por la mayor tasa impositiva aplicada a la Compañía, que pasó del 32% al 38%, y por la apreciación del euro frente al dólar en un 11,14%. Sin ambos efectos, el beneficio habría aumentado un 13,5%, hasta los 1.323 millones de euros.

Los resultados se produjeron en un contexto internacional caracterizado por el alto nivel de los precios internacionales del crudo, con cotizaciones medias del crudo Brent de 33,66 dólares/barril frente a los 28,77 dólares/barril y un aumento de los indicadores de márgenes de refino, que pasaron de 3,48 dólares/barril a 4,50 dólares/barril durante los seis primeros meses de 2004.

La producción media de hidrocarburos de Repsol YPF continuó con su ritmo creciente durante el semestre, con un aumento del 6,4%, hasta totalizar como media 1.152.000 barriles equivalentes de petróleo por día (bep/día). Resultó especialmente significativo en este crecimiento el aumento del 16,6% en la producción de gas.

Disminuyen las cargas financieras un 16%

La deuda neta de Repsol YPF a 30 de junio de 2004 se situó en 5.597 millones de euros, frente a 5.316 millones de euros al final del primer trimestre de 2004 y 6.424 millones de euros al final de junio del año 2003.

El ratio de endeudamiento de Repsol YPF se ha reducido desde el 25,9% al finalizar el primer semestre de 2003 al 22,6% en la misma fecha de 2004. El coste de la deuda siguió disminuyendo

como consecuencia de la reducción del endeudamiento medio y del menor coste de la deuda. Las cargas financieras de la Compañía fueron 143 millones de euros, un 15,9% inferiores a las del primer semestre de 2003 y el nivel de liquidez a finales de junio de 2004 ascendía a 3.300 millones de euros. La cobertura de los intereses con el cash flow operativo (EBITDA) fue de 18,7 veces.

Estas cifras ponen de manifiesto la fuerte capacidad de generación de caja de Repsol YPF, 2.461 millones de euros, ya que además de atender las inversiones ordinarias en el período se produjeron, con carácter extraordinario, salidas de caja como la adquisición de un 3,7% de Gas Natural SDG en el primer trimestre del año, por un importe de 356,7 millones de euros y, adicionalmente el pago de 805 millones de euros a la Hacienda Pública Argentina, como consecuencia de las diferencias entre el impuesto devengado y los anticipos a cuenta que estaban basados en los resultados del ejercicio 2002.

Paralelamente, como consecuencia del fortalecimiento del dólar desde el 1 de enero de 2004, se ha producido un efecto puramente contable que incrementa la deuda neta en 228 millones de euros. Normalizando todos estos efectos la caja libre generada en el primer semestre de 2004 habría sido de 1.037 millones de euros.

Las inversiones realizadas por Repsol YPF en el primer semestre de 2004 fueron de 1.520 millones de euros, un 28,9% inferiores a las de 2003 por el efecto comparativo de la compra realizada en ese periodo del 20% de las reservas de Trinidad y Tobago. Sin considerar este efecto las inversiones serían superiores a las del mismo periodo de 2003.

Las desinversiones del periodo ascendieron a 75 millones de euros, correspondientes en parte a la venta parcial de un paquete de Gas Natural SDG en Enagas.

Exploración y Producción: Aumenta un 5,0 % el resultado y un 6,4% la Producción de Hidrocarburos

El resultado operativo de exploración y producción en el primer semestre de 2004 ascendió a 1.273 millones de euros, un 5,0% superior al obtenido en mismo periodo de 2003.

El aumento del resultado operativo es consecuencia de varios factores de signo opuesto. Entre los positivos destacan el incremento de la producción y venta de gas, fundamentalmente en Bolivia y Argentina; los mayores precios internacionales de los crudos en dólares; y la mejora en los precios de realización del gas.

En sentido contrario afectó la depreciación del dólar frente al euro y la aplicación por parte del gobierno argentino de una serie de medidas como la retención del 20% para las exportaciones de gas y del 5% para las de gasolinas (en mayo de 2004), el aumento del impuesto a la exportación de crudo del 20% al 25% y del GLP desde el 5% al 20%.

Asimismo, los precios de transferencia de la producción de líquidos en Argentina se vieron reducidos por el acuerdo entre productores y refinadores para moderar el incremento del precio final de los combustibles líquidos y, por otra parte, aumentaron los diferenciales entre los precios de los crudos pesados y ligeros. Los resultados también se vieron afectados por huelgas en Argentina y huelgas y problemas operativos en Trinidad y Tobago.

La producción total de hidrocarburos ascendió a 1.152.000 barriles equivalentes de petróleo/día (bep/d), un 6,4% superior con respecto a la del primer semestre de 2003, destacando el incremento de la producción de gas, en un 16,6%, a pesar de las incidencias ya mencionadas en Argentina y Trinidad y Tobago, cuyo efecto negativo para la producción de líquidos fue de 10.400 barriles/día.

La producción de gas creció principalmente en Bolivia, donde aumentó un 43,8% por el inicio de las exportaciones a Argentina y el aumento de las ventas a Brasil, y en Argentina, donde creció un 16,5% por la mayor demanda del país.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol YPF fue de 28,8 \$/barril (23,56 euros/bbl) frente a los 25,8 \$/barril del año 2003 (23,4 euros/barril). El precio medio del gas en el semestre se situó en 1,18 \$/miles scf, un 12,4% superior al del mismo período del año anterior, reflejando el mayor valor en dólares del precio promedio del gas en Argentina y el mayor peso relativo de Trinidad y Tobago en las ventas totales, con precios superiores al promedio de la Compañía.

Las inversiones de Repsol YPF en este área de actividad fueron de 585 millones de euros, un 61,7% inferiores a los 1.529 millones de euros del primer semestre de 2003, que incluía el pago de la opción de compra del 20% adicional de los activos de Trinidad y Tobago. Las inversiones en desarrollo representaron un 75% del total y se realizaron fundamentalmente en Argentina (62%), Trinidad y Tobago (10%), Bolivia (7%), Venezuela (5%), Argelia (4%), Ecuador (3%), Brasil (3%) y Libia (2%).

Hay que destacar durante el periodo los nuevos yacimientos de gas que han sido puestos en producción en Venezuela, y la perforación del primer pozo exploratorio en el Bloque "Barrancas", también en Venezuela.

Refino y Marketing: Crece un 4,8% el resultado y un 1,6% las ventas.

El resultado operativo ascendió en el primer semestre de 2004 a 739 millones de euros, un 4,8% superior al mismo periodo de 2003.

Esta mejora se debe principalmente, a los márgenes internacionales de refino. El indicador de margen de refino de la Compañía se ha situado en 4,50 \$/barril, un 29,3% superior al del año pasado que fue de 3,48 \$/barril. Al expresar estos indicadores en euros/barril, la fortaleza del euro frente al dólar hace que el incremento sea mínimo, un 16,3%, al pasar de 3,16 euros/barril en 2003 a 3,68 euros/barril en 2004.

Los márgenes de marketing se redujeron en España y Latinoamérica en línea con la evolución del mercado. Este comportamiento de los márgenes comerciales se vio afectado por el alza de las cotizaciones internacionales de los productos en Argentina y agravado por la imposibilidad de repercutirlo al precio de venta al público.

Las ventas totales de productos petrolíferos durante el primer semestre de 2004 fueron 26,4 millones de toneladas, con un aumento del 1,6%. En España, las ventas crecieron un 3,2% y en Argentina disminuyeron un 1,2% debido a las menores exportaciones. Las ventas al marketing propio de productos claros en España crecieron un 2,3% respecto del primer semestre de 2003 y en Argentina un 7,1%

En el conjunto del semestre, los márgenes de la actividad de Gases Licuados del Petróleo (GLP) en España, a pesar de la evolución negativa del segundo trimestre, siguieron siendo superiores en un 8% a los del ejercicio anterior y sus ventas en España disminuyeron un 0,9%, y aumentaron en Latinoamérica un 4,9%, debido al fuerte crecimiento en Perú y Ecuador.

Las inversiones en el área de Refino y Marketing ascendieron en el primer semestre de 2004 a 386 millones de euros, un 55% superiores a las del mismo período de 2003. Estas inversiones se destinaron a proyectos en curso, entre los que destacan un Mild Hydrocracker en Puertollano; una unidad de hidrotatamiento de carga a FCC en La Coruña; una unidad de Vacío y otra de Visbreaking en Perú; la ampliación de la refinería REFAP en Brasil y la mejora de la red de estaciones de servicio y el desarrollo de productos comerciales de GLP en España y Latinoamérica.

En este área destaca el acuerdo, alcanzado el pasado mes de junio, de compra de los negocios de marketing y logística de la petrolera Royal Dutch/Shell en Portugal, excluidos Gas Licuado de Petróleo (GLP) y lubricantes.

Química: Se mantienen las ventas con menores márgenes

El resultado operativo del primer semestre 2004 fue de 91 millones de euros frente a los 109 millones de euros del mismo periodo de 2003.

Este menor resultado es consecuencia de los menores márgenes internacionales de la cartera de productos de Repsol YPF, entre los que destacan los márgenes internacionales del cracker y de la química derivada en Europa. Las mayores cotizaciones de los productos no han sido capaces de compensar el mayor coste de la materia prima.

Las ventas totales de productos petroquímicos durante el semestre, fueron 1.963.000 toneladas, ligeramente inferiores a las del mismo periodo del año anterior.

Las inversiones en el mismo período alcanzaron los 35 millones de euros, empleados principalmente en pequeñas ampliaciones de capacidad y mejoras en las unidades existentes.

Gas y electricidad: aumenta el 35,4% el resultado operativo.

El resultado operativo de gas y electricidad en el primer semestre ascendió a 134 millones de euros, frente a los 99 millones de euros del mismo periodo del año anterior. El aumento, del 35,4%, se debe principalmente al incremento en la participación en Gas Natural SDG y a la positiva evolución de los resultados de esta sociedad.

Las ventas de gas en el primer semestre de 2004 ascendieron a 16.520 millones de metros cúbicos (16,52 bcm), un 12,7% superiores a las del primer semestre de 2003 debido al aumento de las ventas de la actividad de trading y el crecimiento de las ventas en Latinoamérica y España.

En España las ventas totales fueron de 10,91 bcm, un 11,1% superiores a las del mismo periodo de 2003. Este incremento es consecuencia principalmente del aumento de las ventas de la comercializadora, que compensó el descenso de las ventas en distribución. En Latinoamérica el crecimiento de las ventas, se produjo en Brasil (17,2%), Argentina (9,4%), Colombia (17,3%) y Mexico (6,4%)

La inversión acumulada en los seis primeros meses de 2004 alcanzó 479 millones de euros, lo que representa un incremento del 84,2% frente al mismo periodo del año anterior. Este aumento es consecuencia principalmente de la adquisición de acciones de la compañía Gas Natural SDG realizada en el periodo, hasta alcanzar una participación del 30,847% y al mayor ritmo inversor de esta compañía durante el ejercicio 2004.

Madrid, 29 de julio de 2004

Por Repsol YPF, S.A.
Fdo. D. Luis Mañas Antón