

RAFAEL PIQUERAS BAUTISTA, DIRECTOR CORPORATIVO DE ASUNTOS JURÍDICOS DE LA SOCIEDAD MERCANTIL REPSOL YPF, S.A., CIF N° A78/374725, CON DOMICILIO EN MADRID, PASEO DE LA CASTELLANA N° 278

Certifico:

Que el diskette que se adjunta a la presente certificación contiene un archivo en formato "pdf" que reproduce fielmente y en su integridad el contenido del Folleto Continuado 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 2002, verificado e inscrito en los registros de esa Comisión con fecha 2 de julio de 2003.

Y para que conste y surta los efectos oportunos ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores, expido la presente certificación, en Madrid, a 3 de julio de 2003.

ÍNDICE

Página

CAPÍTULO 0

0	CIRCUNSTANCIAS RELEVANTES A CONSIDERAR SOBRE EL EMISOR	1
0.1	El emisor y su capital	1
0.2	Consideraciones en torno a las actividades, situación financiera y circunstancias más relevantes del emisor objeto de descripción en este Folleto Continuado	2

CAPÍTULO I

I	PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DEL CONTENIDO DEL FOLLETO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL MISMO	11
I.1	Personas que asumen la responsabilidad por el contenido del Folleto	11
I.2	Organismos supervisores	11
I.3	Nombre, domicilio y cualificación de los auditores que hayan verificado las Cuentas Anuales de los tres últimos ejercicios	11

CAPÍTULO III

III	EL EMISOR Y SU CAPITAL	16
III.1	Identificación y objeto social	16
III.2	Informaciones legales	17
III.3	Informaciones sobre el capital	18
III.4	Adquisición derivativa de acciones propias	23
III.5	Beneficios y dividendos por acción de los tres últimos ejercicios	23
III.6	Grupo Repsol YPF. Principales sociedades al 31-12-02	25
III.7	Sociedades cotizadas en España en las que Repsol YPF ostenta una participación superior al 3%.....	46

CAPÍTULO IV

IV	ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR	47
IV.1	Antecedentes	47
IV.2	Principales actividades	73
IV.3	Circunstancias condicionantes	147
IV.4	Informaciones laborales	161

CAPÍTULO V

V	EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR	169
V.1	Informaciones contables individuales de Repsol YPF, S.A. y del Grupo Consolidado	169
V.2	Principios contables más relevantes y desgloses de las partidas más significativas del balance de situación del Grupo Repsol YPF Consolidado	173
V.3	Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF Consolidado	185
V.4	Compromisos y garantías	189
V.5	Evolución del fondo de maniobra del Grupo Repsol YPF Consolidado	195

	<u>Página</u>
V.6	Evolución del cash-flow del Grupo Repsol YPF Consolidado 196
V.7	Evolución de los fondos propios del Grupo Repsol YPF Consolidado 198
V.8	Operaciones con derivados 200
V.9	Principales diferencias entre los principios contables españoles y los que rigen en Estados Unidos..... 211

CAPÍTULO VI

VI	 ADMINISTRACIÓN, DIRECCIÓN Y CONTROL DE LA SOCIEDAD219
VI.1	Identificación y función de personas con actividad relevante en la Sociedad 219
VI.2	Conjunto de intereses en la sociedad de las personas que componen los órganos de Administración 230
VI.3	Personas o entidades que ejercen un control sobre la Sociedad 237
VI.4	Limitaciones a la adquisición de participaciones importantes en la Sociedad 237
VI.5	Participaciones significativas en el capital social de la Sociedad 238
VI.6	Accionistas de la Sociedad 239
VI.7	Prestamistas en más del 20% de la deuda a largo plazo del Grupo 240
VI.8	Clientes o suministradores significativos 240
VI.9	Esquemas de participación del personal 240
VI.10	Garantías 240
VI.11	Retribución de los auditores de la Sociedad 240
VI.12	Operaciones con terceros vinculados 241
VI.13	Otros Sistemas Retributivos 242

CAPÍTULO VII

VII	 EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR243
VII.1	Análisis de la estructura de capital y endeudamiento objetivo 243
VII.2	Inversiones futuras 244
VII.3	Información sobre dividendos 246
VII.4	Acontecimientos significativos acaecidos durante el ejercicio 2003 246
VII.5	Resultados del primer trimestre del 2003 249

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 0

CIRCUNSTANCIAS RELEVANTES A CONSIDERAR SOBRE EL EMISOR

0.1 EL EMISOR Y SU CAPITAL

0.1.1 Identificación del emisor

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.

0.1.2 Capital social y características de las acciones de Repsol YPF

Capital, valor nominal y características de las acciones a la fecha del presente Folleto

El capital social de Repsol YPF, a la fecha de este Folleto, asciende a 1.220.863.463 euros, está integrado por 1.220.863.463 acciones de un euro de valor nominal cada una de ellas y está suscrito y desembolsado en su totalidad. La citada cifra de capital social deriva de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF de 28 de junio de 2000.

Todas las acciones de Repsol YPF son ordinarias, integran una única serie y están representadas por medio de anotaciones en cuenta. El contenido de derechos de las acciones no presenta más especialidades reseñables con respecto al que deriva de la LSA que las dos siguientes: exigencia de al menos 150 acciones para asistir a la Junta General de la Sociedad y la limitación al 10% del capital social del número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un mismo accionista o las Sociedades pertenecientes al mismo Grupo.

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), y en la Bolsa de Buenos Aires y se encuentran incluidas en el Stock Exchange Automated Quotation System (SEAQ International).

Régimen de transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF

Por lo que se refiere al régimen de transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, no existe precepto estatutario alguno que suponga limitación a dicha transmisibilidad.

Con independencia de ello, el Real Decreto 3/1996, de 15 de enero, dictado de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 1525/1995 y en la Ley 5/1995, de 23 de marzo, de Régimen jurídico de enajenación de participaciones públicas en determinadas empresas, estableció para Repsol YPF el régimen de autorización administrativa previa para la adquisición, directa o indirecta, de acciones cuando tenga por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital social. El referido régimen de autorización administrativa tiene una vigencia de diez años, finalizando el 6 de febrero del año 2006.

Esta legislación especial y la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas se desarrolla más detenidamente en el Capítulo III.2.2 “Forma jurídica y legislación especial aplicable”, Capítulo III.3.3 “Clases y Series de acciones”, Capítulo IV.1.1 “Limitaciones sobre ciertas operaciones” y Capítulo VI.4. “Limitaciones a la adquisición de participaciones importantes en la sociedad” de este Folleto.

Acuerdos de emisión de obligaciones convertibles pendientes de ejecución

En diversas reuniones de la Junta General de accionistas de Repsol YPF S.A se han adoptado distintos acuerdos de emisión de obligaciones convertibles, facultando al Consejo de Administración para la ejecución de tales acuerdos. Hasta la fecha, el Consejo de Administración no ha hecho nunca uso de tal facultad.

Los acuerdos vigentes en relación con la emisión de obligaciones convertibles son los siguientes:

La Junta General Ordinaria celebrada el 21 de abril de 2002 autorizó al Consejo de Administración para emitir obligaciones convertibles en acciones de Repsol YPF, S.A. y/o canjeables por acciones de la misma o de otras sociedades, por importe de 3.000.000.000 de euros dentro del plazo de cinco años a contar desde el acuerdo de la Junta, delegando en el Consejo de Administración la determinación de las bases y modalidades de la conversión o canje y la ampliación de capital en la cuantía necesaria.

En relación con la delegación conferida al Consejo de Administración en esa misma reunión de la Junta General Ordinaria para emitir obligaciones convertibles en acciones de Repsol YPF, S.A. por importe nominal total de 162.800.000 euros, con exclusión del derecho de suscripción preferente, emisión que tenía por objeto servir de cobertura al sistema retributivo de incentivo a medio plazo para directivos, que fue, asimismo, aprobado en la citada Junta General Ordinaria conviene señalar que ha transcurrido el plazo de un año concedido al Consejo de Administración sin que se haya ejecutado el acuerdo de la Junta General ni emitido las obligaciones convertibles.

Autorizaciones de la Junta para aumentar el capital.

La Junta General Ordinaria celebrada el 21 de abril de 2002 autorizó 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 de este acuerdo, mediante aportaciones dinerarias, con la prima que el Consejo estime adecuada atendida la cotización bursátil de las acciones de la Sociedad.

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

0.2. CONSIDERACIONES EN TORNO A LAS ACTIVIDADES, SITUACION FINANCIERA Y CIRCUNSTANCIAS MÁS RELEVANTES DEL EMISOR OBJETO DE DESCRIPCION EN ESTE FOLLETO CONTINUADO

0.2.1 Actividad del emisor

Repsol YPF, S.A., es la sociedad dominante de un grupo petrolero internacional (que opera en 28 países, siendo los más importantes, por lo que respecta a la actividad desarrollada por la compañía, España y Argentina) que realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural.

0.2.2. Factores, circunstancias condicionantes y riesgos más significativos que podrían afectar a la generación futura de beneficios o a la situación económico-financiera de Repsol YPF

Marco regulatorio del sector

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 liberalizado el sector.

Los precios de todos los productos petrolíferos están determinados actualmente por el mercado, excepto por lo que se refiere al gas natural y los gases licuados del petróleo, que están sujetos en la mayoría de los casos a precios máximos. No existen restricciones de entrada en el mercado español para las compañías extranjeras del sector.

En octubre de 1998 entró en vigor la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, que regula unitariamente todos los aspectos del sector, incluyendo la exploración y producción, el refinado, el transporte y la distribución. Esta Ley establece requisitos objetivos y criterios para la obtención de licencias, autorizaciones y certificaciones referentes a ciertas actividades e instalaciones relacionadas con la industria del petróleo e hidrocarburos.

La Ley 34/1998 se ha visto modificada por el Real Decreto-Ley 6/1999 y el Real Decreto-Ley 6/2000.

Concretamente, con fecha 25 de junio de 2000, entró en vigor el Real Decreto Ley 6/2000, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, cuyas medidas, que inciden en la actividad desarrollada por la sociedad, son, fundamentalmente, las siguientes:

- Se prohíbe el incremento de las instalaciones para suministro a vehículos durante un período de cinco años para aquellos operadores al por mayor de productos petrolíferos en el mercado nacional, cuyo número de instalaciones incluidas en su red de distribución sea superior al 30% del total nacional. Actualmente, las estaciones de servicio de Repsol YPF representan el 47% del total nacional. (Ver capítulo IV.1.3 Marco legal – España “Petróleo y productos petrolíferos” de este Folleto)
- Se establece la obligación de comunicar a la Administración los precios de venta aplicados en la red de estaciones de servicio, incluidas todas aquellas suministradas en exclusiva por Repsol YPF.
- Ninguna sociedad o grupo de sociedades (tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores) podrá participar en el accionariado de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (“CLH”) en una proporción superior al 25% del capital social o de los derechos de voto de la entidad. Así mismo, se limita al 45%, la participación conjunta en el accionariado de CLH de las compañías con capacidad de refinado en España.
- Se reduce el plazo de entrada de nuevos operadores en la red de distribución de gas natural en aquellas zonas que hayan sido objeto de una autorización, hasta el 1 de enero de 2005 o hasta la vigencia de la concesión original, si el plazo es anterior a dicha fecha.
- Ninguna sociedad o grupo de sociedades (tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores) podrá participar en el accionariado de Enagás, S.A. en una proporción superior al 35% del capital social o de los derechos de voto de la sociedad.
- A partir del 1 de enero de 2003, ninguna sociedad o grupo de sociedades podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional.
- Se acelera el proceso de reducción de los consumos mínimos que atribuyen la condición de consumidor cualificado en el mercado gasista. En este sentido, a partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores, independientemente de su nivel de consumo, tendrá la consideración de cualificado, por lo que podrán elegir suministrador.
- Hasta el 1 de enero de 2004, el 25% del gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, deberá asignarse a los comercializadores para su venta a los consumidores cualificados, asignándose el restante 75% a Enagás, S.A. para su venta a los distribuidores del mercado regulado o a tarifa.

Con fecha 3 agosto de 2001, se aprobó el Real Decreto 949/2001, por el que regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. Las disposiciones de este Real Decreto tienen por objeto:

- Regular el funcionamiento del sistema gasista en lo que se refiere al acceso de terceros a las instalaciones, determinando los criterios generales que deben regir el funcionamiento técnico del sistema, la retribución de las actividades reguladas (distribución, regasificación, almacenamiento estratégico y transporte), el sistema de tarifas, peajes y cánones, así como el procedimiento de liquidaciones.
- Garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los sujetos que actúan en el sistema, respetando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

En desarrollo del citado Real Decreto, el 15 de febrero de 2002 se han dictado tres Ordenes Ministeriales en las que se establecen las retribuciones concretas de los operadores regulados y los valores de las tarifas, peajes y cánones a percibir en las actividades reguladas de transporte y distribución.

Sujeción a autorización administrativa de determinados actos de Repsol YPF, S.A.

El Real Decreto 3/1996, de 15 de enero, antes citado, estableció el requisito de autorización administrativa previa con referencia a determinados actos de Repsol YPF, S.A.: disolución voluntaria; escisión o fusión; sustitución de su objeto social; enajenación o gravamen de ciertos activos que se relacionan en el Anexo II de dicho Real Decreto, tales como reservas petrolíferas o de gas o instalaciones de refino; enajenación del más del 10% del capital de determinadas filiales que enumera el Anexo I del Real Decreto (entre ellas Repsol Petróleo S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A., Repsol Butano S.A. y Petróleos del Norte S.A.). Este régimen de autorización previa tendrá vigencia hasta el 6 de febrero del año 2006. (Ver capítulo IV.1.1 Introducción – “Limitaciones sobre ciertas operaciones” de este Folleto el cual asimismo, hace referencia a la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas de 13 de mayo de 2003.)

Riesgo país

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 2002 el 50.5% de las reservas probadas de Repsol YPF estaban ubicadas en Argentina un 36,4% en el resto de Latinoamérica y un 4.7% en el Norte de Africa y Oriente Medio. A 31 de diciembre de 2001 la distribución geográfica de las reservas era de un 58.7% en Argentina, un 30.5% en el resto de Latinoamérica y un 5.1% en el Norte de Africa y Oriente Medio. Las reservas y la producción de hidrocarburos en estos países están sujetos a ciertos riesgos tales como aumento de los impuestos 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, cambios en las prácticas de negocio, retrasos en los pagos y restricciones en el régimen cambiario. 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.

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 2002 y 2001 el 40,6% y el 40%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, fundamentalmente dedicados a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo el 47,3% y el 43% del resultado operativo de Repsol YPF a 31 de diciembre de 2002 y 2001, respectivamente, procedía de las actividades realizadas en dicho país.

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 N° 25.561 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.

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

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

(*) Primer día de reapertura del mercado cambiario que permaneció suspendido desde el 23/12/01.

Como consecuencia de la devaluación en Argentina descrita, el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en España (ICAC) publicó al inicio de 2002 una regulación aplicable a las compañías españolas con intereses en este país. Siguiendo la misma Repsol YPF decidió utilizar para elaborar los estados financieros de 2001 un tipo de cambio de 1,7 pesos por cada dólar (lo que implica una devaluación efectiva del 41,2%), para aquellos activos en Argentina cuya moneda funcional sea el peso (fundamentalmente asignados a negocios de Marketing, GLP y Gas Natural y Electricidad). Los activos asignados a negocios con moneda funcional dólar (Exploración y Producción, Refino y Química) no han sufrido devaluación como consecuencia de la pérdida de valor de la moneda argentina.

A 31 de diciembre de 2002 y 2001, los activos netos en Argentina correspondientes a negocios con moneda funcional dólar ascienden 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 ha supuesto 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 han registrado en 2002 y 1.450 en 2001.

El resultado neto del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2002 y 2001 se ha visto 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 del 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.

Hacia finales del 2002, el panorama económico de Argentina ha mejorado notablemente respecto al existente 12 meses atrás. El tipo de cambio y los precios se han estabilizado, los indicadores de producción y ventas muestran algunas mejoras, y se han flexibilizado parcialmente las restricciones imperantes en los bancos y en el

mercado de cambios. El acuerdo de Argentina con el FMI, firmado en enero de 2003, asegura la financiación de los vencimientos con los organismos hasta septiembre de 2002, y establece un marco para el desarrollo de políticas económicas sanas.

Es de notar, sin embargo, que la crisis en Argentina no ha terminado, y por ello el sector energético en general, y Repsol YPF en particular, se enfrentan a importantes riesgos económicos y políticos.

En el plano económico, los principales riesgos son los siguientes:

-en un contexto de precios internacionales en alza, dificultades para acompañar esos aumentos en el mercado interno;

-dificultades para incrementar los precios nacionales del gas natural, que durante el año 2002 permanecieron congelados en su valor en pesos previo a la crisis;

-aumentos de impuestos (a las exportaciones y a las ventas internas de combustibles), para asegurar la estabilidad monetaria y fiscal;

-en un eventual escenario de ruptura del acuerdo con el FMI, podría aumentar el tipo de cambio y profundizarse las restricciones existentes a las transacciones financieras con el exterior.

En el plano político, la transición impone riesgos adicionales tras la victoria de Néstor Kirchner en las elecciones generales celebradas en el mes de mayo de 2003. Si bien Néstor Kirchner ha manifestado su voluntad de continuar las actuales negociaciones con el FMI, una eventual ruptura de dichas negociaciones podría bloquear la capacidad de financiación internacional de Argentina y, por tanto, limitar las posibilidades del nuevo gobierno para implantar las reformas necesarias para restablecer la estabilidad, la confianza y el crecimiento económico.

Riesgo del precio del petróleo

Repsol YPF está expuesto a diversos riesgos de mercado relacionados con la volatilidad de los precios del crudo y de los productos refinados. Para gestionar estos riesgos Repsol YPF realiza operaciones de cobertura mediante futuros y otros instrumentos derivados en mercados organizados (principalmente en el International Petroleum Exchange "IPE" y en el New York Mercantile Exchange, "NYMEX") y ocasionalmente en mercados no organizados, en general con contrapartida de entidades financieras con rating A o superior.

La volatilidad de los precios del crudo afecta a los resultados de la actividad de exploración y producción 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 esta área. Asimismo, una reducción significativa de inversiones en esta área podría tener un efecto negativo en la reposición de las reservas de crudo.

La adquisición de YPF ha supuesto para Repsol YPF mayor grado de exposición a la volatilidad de los precios del crudo, dado el mayor peso del negocio de exploración y producción en dicha compañía, si bien Repsol YPF considera que el mayor equilibrio en la contribución al resultado operativo de las actividades de "exploración y producción" y "refino y comercialización" reduce la volatilidad de sus 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 su resultado operativo sea menos volátil como consecuencia de la incorporación de YPF al Grupo.

(Ver Capítulo IV.1.4 Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF - "Riesgo del precio del petróleo" de este Folleto.)

Riesgo de tipos de cambio

Los resultados de las operaciones de Repsol YPF están expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio, dado

que la Compañía contabiliza en euros sus estados financieros, mientras que una parte importante de sus ingresos y algunos de sus gastos están denominados en dólares USA.

Aproximadamente el 33,38% de las ventas de Repsol YPF correspondientes al ejercicio 2002 fueron realizadas fuera del ámbito de la Unión Europea y se facturaron fundamentalmente en dólares americanos.

Por lo que respecta a las ventas realizadas dentro de la Unión Europea, la sustitución de la moneda de la mayor parte de los países miembros por el euro ha eliminado el riesgo de tipo de cambio de estas ventas y de otras exportaciones realizadas en la zona. Finalmente Repsol YPF está expuesta, en menor medida, a la fluctuación del tipo de cambio del peso argentino.

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. 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.

La política de la Sociedad es financiar sus actividades en la misma moneda funcional de sus inversiones en el extranjero. A 31 de diciembre de 2001, de la deuda neta consolidada de Repsol YPF el 85,4% estaba denominada en moneda extranjera, prácticamente en su totalidad en dólares, bien directamente o a través de diversos instrumentos financieros, y el 14,6% restante en euros.

(Ver capítulo IV.1.4. Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF-“Riesgo de tipos de cambio” de este Folleto.)

Riesgo de crédito.

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	8/02/02	P2	25/09/01
Standard & Poors	BBB	3/06/03	A2	3/06/03
Fitch Ibc	BBB+	24/04/03	F3	24/04/03

Actualmente, la perspectiva de Repsol YPF para Moody's es negativa y según Fitch Ibc y Standard & Poors es estable.

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.

La 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. 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. (Ver capítulo IV.1.4. Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF – “Riesgo de crédito” de este Folleto).

Riesgo de tipo de interés

Del total de la deuda financiera, que a 31 de diciembre de 2002 ascendía a 12.272 millones de euros, 6.204,6 millones de euros correspondía a deuda a tipo de interés fijo cuyo valor de mercado fluctúa de acuerdo con las variaciones de los tipos de interés.

	(Millones de euros equivalentes)		
	Corto Plazo	Largo Plazo	Total
<u>Deuda a tipo fijo</u>			
Dólares	-	2.389	2.389
Euros	-	3.815	3.815
Otras Divisas	-	1	1
<u>Deuda a tipo variable</u>			
Dólares	1.398	1.070	2.468
Euros	2.545	933	3.478
Otras Divisas	56	65	121
Total deuda financiera	3.999	8.273	12.272
<u>Participaciones Preferentes</u>			
Dólares (1)	-	691	691
Euros (2)	-	3.000	3.000
Total Participaciones Preferentes		3.691	3.691

(1) Participaciones preferentes con un nominal total de 725 millones de dólares remunerables al 7,45% anual.

(2) Participaciones preferentes con un nominal total de 3.000 millones de euros remunerables a tipo variable de eurobor a tres meses con un mínimo de 4% y un máximo de 7% hasta el 2011 y euribor a tres meses más 3,5% a partir de entonces. Repsol YPF ha realizado operaciones con derivados financieros el tipo de interés ha quedado establecido en euribor a tres meses desde el 30 de septiembre de 2002 y hasta el 30 de diciembre de 2011. (Ver Capítulo V.8 Operaciones con derivados financieros – Riesgo de tipo de interés)

(Ver capítulo IV.1.4 Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF – “Riesgo de tipo de interés” de este Folleto.)

Endeudamiento

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”).

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.

(Ver capítulo V.4.3. Compromisos y garantías - - “Compromisos adquiridos en el endeudamiento de Repsol YPF.”)

Derecho de la Competencia.

Desde la aparición del nuevo Reglamento comunitario 2790/1990 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. Caso de no hacerlo antes del 1 de mayo de 2004, los acuerdos perderían desde esa fecha la inmunidad de que ahora gozan aunque su redacción actual permite considerarlos como compatibles con las normas de Competencia, tanto españolas como comunitarias.

En cuanto a la situación respecto de las autoridades españolas, el Tribunal de Defensa de la Competencia determinó mediante Resolución de 11-7-01 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. (RB), 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 RB y la de no poder usar repuestos

proporcionados por otras empresas. Aun cuando se ha recurrido esta Resolución ante las autoridades judiciales, RB 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. El Servicio de Defensa de la Competencia ha emitido un informe favorable a la autorización de estos nuevos modelos de acuerdos, pero la aprobación final por el TDC aún no se ha producido.

Por su 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 USA, en el marco de una investigación anticártel. Por las mismas fechas REPSOL YPF LUBRICANTES Y ESPECIALIDADES S.A., la empresa del grupo que fabrica betún para la producción de alquitrán, 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, TOTALFINA/ELF, EXXON MOBIL y BP.

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

Asistencia financiera.

Repsol YPF, dependiendo del grado de vinculación existente en cada caso, estará a lo dispuesto en la legislación mercantil de los distintos países en los que a través de sus sociedades filiales, desarrolla sus actividades con objeto de aportar los recursos necesarios para garantizar el equilibrio de su estructura patrimonial y dotar a las mismas de los recursos necesarios para el normal desarrollo de su actividad social.

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. Carmelo de las Morenas López, con NIF nº 530.040-M, 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. Carmelo de las Morenas López 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") en junio de 2002.

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 CUALIFICACION DE LOS AUDITORES QUE HAYAN VERIFICADO LAS CUENTAS ANUALES DE LOS TRES ULTIMOS EJERCICIOS

Las Cuentas Anuales correspondientes a los ejercicios 2000 y 2001 fueron auditadas por la firma Arthur Andersen y Cía., Soc. Com. La información correspondiente al ejercicio 2002 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 SO 692. En los Anexos I y II del presente Folleto se incorporan las cuentas anuales y el informe de gestión correspondientes a los ejercicios 2001 y 2002 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.

Los Estados Financieros correspondientes al ejercicio 2000 del grupo de sociedades del que la sociedad dominante es Repsol YPF, S.A. fueron auditados con informe favorable con dos párrafos de énfasis, uno relativo a la consolidación de YPF desde la fecha de control y otro correspondiente a la

consolidación de Gas Natural por integración global desde el 1 de enero de 2000 respecto de las Cuentas Anuales del ejercicio 2000. 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.

Los Estados Financieros de la sociedad Repsol YPF, S.A. correspondientes al ejercicio 2000 fueron auditados con informe favorable y sin salvedades respecto de las cuentas del ejercicio 2000. El informe de auditoría de 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.

A continuación se reproducen literalmente los párrafos de énfasis en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del ejercicio 2000, 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 del ejercicio 2002.

Párrafos de énfasis en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2000:

“Según se describe en la Nota 1.d.2. de la memoria adjunta, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó en su reunión de 29 de abril de 1999 formular una Oferta Pública de Adquisición de Acciones de YPF, S.A. con el fin de elevar su participación desde el 14,99% inicial, adquirido el 20 de enero de 1999, al 100% del capital social. A la oferta acudió el 82,47% de las acciones. La cuenta de resultados consolidada correspondiente al ejercicio 1999, recoge los resultados de YPF, S.A. por puesta en equivalencia desde el momento de la compra inicial hasta el 23 de junio de 1999, y la consolidación global de los resultados de la actividad de YPF, S.A. desde dicha fecha hasta el fin del ejercicio, es decir, aproximadamente los últimos seis meses del año. Con posterioridad a la mencionada Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Repsol YPF, S.A. ha aumentado su participación hasta el 99% del capital social de YPF, S.A. al 31 de diciembre de 2000.

Tal y como se indica en la Nota 1.d.1 de la memoria adjunta, con fecha 11 de enero de 2000, Repsol YPF, S.A. y La Caixa firmaron un acuerdo de gestión por el cual el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. pasó a estar compuesto mayoritariamente por miembros propuestos por Repsol YPF, S.A.. Como consecuencia del mencionado acuerdo, los estados financieros consolidados de Gas Natural SDG, S.A. y Sociedades Dependientes se han consolidado por el método de integración global desde el 1 de enero de 2000”.

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, recogiendo 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”.

Seguidamente, se reproducen literalmente los párrafos de excepción y los párrafos de énfasis contenidos en los informes de auditoría de las Cuentas Anuales individuales de Repsol YPF, S.A. correspondientes a los ejercicios 2001 y 2002, respectivamente.

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”.

CAPÍTULO III

III EL EMISOR Y SU CAPITAL

III.1 IDENTIFICACIÓN Y OBJETO SOCIAL

III.1.1 Denominación social de la sociedad emisora

La sociedad emisora de los valores a la que se refiere este Folleto es Repsol YPF, S.A.

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, refinado, 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

Con la denominación de Repsol, S.A. la sociedad fue constituida el 12 de noviembre de 1986 mediante escritura pública otorgada 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 30º en escritura de fecha 6 de julio de 1994.
- Modificación de los artículos 30º y 35º en escritura de fecha 27 de junio de 1997.
- Modificación de los artículos 5º, 6º y 23º en escritura de fecha 25 de marzo de 1999.
- Modificación del artículo 27º en escritura de fecha 8 de junio de 1999.
- Modificación de los artículos 5º y 6º en escritura de fecha 7 de julio de 1999
- Modificación de los artículos 5º y 6º en escritura de fecha 19 de julio de 1999.
- Modificación de los artículos 1º, 12º, 22º y 30º en escritura de fecha 10 de julio de 2000
- Modificaciones de los artículos 5º y 6º 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.

Conviene señalar que la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2003 aprobó el Reglamento de la Junta General de Accionistas el cual puede consultarse en la página web de Repsol YPF.

Los Estatutos Sociales, estados contables y económico-financieros, así como cualquier documento que se cite en el Folleto concerniente a Repsol YPF, 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, y a través de la página web de Repsol YPF cuya dirección es www.repsolypf.com. Algunos de dichos documentos, en particular los Estatutos Sociales y las cuentas anuales de los últimos ejercicios, pueden consultarse además en el Registro Mercantil de Madrid.

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, cuya actividad se encuentra regulada por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

El Real Decreto 3/1996, de 15 de enero (se adjunta en el Anexo III de este Folleto), extiende a Repsol YPF la aplicación del régimen de autorización administrativa previa establecido por la Ley 5/1995, de 23 de marzo, y por el Real Decreto 1525/1995, de 15 de septiembre, que desarrolla aquella, al concurrir en Repsol YPF las circunstancias establecidas en la Ley y habida cuenta de que el Estado ostentaba, en el momento de la promulgación de la Ley, una participación del 40 por ciento en el capital social de la Compañía a través del Instituto Nacional de Hidrocarburos (actualmente Sociedad Estatal de Participaciones Industriales).

De acuerdo con dichas disposiciones, la autorización administrativa previa se requiere en relación con un determinado número de actos: la adquisición directa o indirecta de acciones de Repsol YPF, con el alcance que se describe en el apartado VI.4 (“Limitaciones a la adquisición de participaciones importantes en la sociedad”); la disolución voluntaria, la escisión o fusión de la Compañía; la sustitución de su objeto social; la enajenación o gravamen de activos determinados en el anexo II del citado Real Decreto, tales como reservas petrolíferas o de gas, instalaciones de refino, etc.; o la enajenación de títulos representativos del capital social de determinadas filiales que el Real Decreto enumera en su anexo I (Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., Repsol Butano, S.A., Petróleos del Norte, S.A., Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. y Repsol Exploración Alga, S.A.), cuando tengan por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital social correspondiente.

Son nulos de pleno derecho los actos realizados sin obtener la correspondiente autorización administrativa, cuando la misma sea preceptiva.

El régimen de autorización administrativa aplicable a Repsol YPF tiene un plazo de vigencia de 10 años, contados desde el día 6 de febrero de 1996, fecha en la que la participación del Estado en la compañía quedó reducida a un porcentaje inferior al 15 por ciento.

La normativa anterior podría verse afectada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas de 13 de mayo de 2003. (Ver Capítulo 0.1.2. Capital social y características de las acciones de Repsol YPF – “Régimen de transmisibilidad de las acciones.”)

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.
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 50 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”.

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.

El ejercicio de algunos de los derechos anteriores puede verse afectado como consecuencia de lo dispuesto en la Ley 5/1995, en el Real Decreto 1525/1995 y en el Real Decreto 3/1996, normas que prevén ciertas restricciones a la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF tales como la adquisición de cualquier título, directa o indirectamente, incluso a través de 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 tenga por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital social de Repsol YPF, en cuyo caso, estará sujeta al régimen de autorización administrativa previa previsto en la normativa citada.

El incumplimiento del trámite de obtención de la pertinente autorización administrativa lleva aparejado como sanción la imposibilidad legal de ejercitar, por parte del adquirente o adquirentes, los derechos políticos correspondientes a las acciones adquiridas en exceso sobre el 10% de la cifra del capital social. En concreto, el artículo 8 del Real Decreto 1525/1995 considera como derechos políticos derivados de las participaciones sociales el derecho de asistir y votar en las Juntas Generales, el derecho de información, el derecho de suscripción preferente, el derecho a formar parte de los órganos de administración de la sociedad, el derecho a impugnar los acuerdos sociales, salvo que éstos sean contrarios a la Ley, y, en general, todos los que no tengan un contenido exclusivamente económico.

Caso de producirse una ulterior transmisión de la totalidad o parte del exceso no autorizado de las acciones a un tercero, la citada prohibición de ejercicio le será aplicable respecto de aquellas acciones en tanto en cuanto no obtenga la correspondiente autorización administrativa previa.

El mencionado régimen de autorización administrativa previa tiene una vigencia de diez años a contar desde el 6 de febrero de 1996, fecha en la que la participación del Estado quedó reducida a un porcentaje inferior a un 15% , si bien puede verse afectado por la sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas de 13 de mayo de 2003, según se explica más detenidamente en IV.1.1 Actividades principales del emisor - Antecedentes – Introducción – “Limitaciones sobre ciertas operaciones”.

5. Obligatoriedad de prestaciones accesorias.

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

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

III.3.4.1 Cuadro esquemático de la evolución del capital social de Repsol YPF en los últimos tres años.

<u>Fecha</u>	<u>Operación</u>	<u>Cuantía</u>	<u>Nuevo Capital</u>
3.3.99	Redenominación a euros	150.000.000.000 pesetas	901.518.156,58 euros
19.4.99 (I)	Reducción de capital	1.518.156,58 euros	900.000.000 euros
19.4.99 (I)	Split	900.000.000 euros	900.000.000 euros
7.7.99 (II)	Aumento de capital	240.000.000 euros	1.140.000.000 euros
19.7.99 (III)	Aumento de capital	48.000.000 euros	1.188.000.000 euros
06.09.00 (IV)	Aumento de capital	24.342.464 euros	1.212.342.464 euros
07.09.00 (V)	Aumento de capital	8.166.114 euros	1.220.508.578 euros
15.12.00 (VI)	Aumento de capital	354.885 euros	1.220.863.463 euros

- (I) El 24 de marzo de 1999 se adoptó el acuerdo correspondiente por la Junta General delegando en el Consejo de Administración la fijación de la fecha de efectividad del mismo. Por acuerdo de la misma fecha el Consejo de Administración fijó como fecha de efectividad del acuerdo el 19 de abril de 1999. Estas operaciones fueron inscritas en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de abril de 1999.
- (II) Este aumento de capital fue inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de julio de 1999.
- (III) Este aumento de capital fue inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 19 de julio de 1999.
- (IV) Este aumento de capital fue inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de septiembre de 2000.
- (V) Este aumento de capital fue inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 8 de septiembre de 2000.
- (VI) Este aumento de capital fue inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 19 de diciembre de 2000.

Las anteriores ampliaciones del capital social se realizaron mediante la emisión de acciones de 1 euro de valor nominal.

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

En relación con el aumento del capital social la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de Junio de 2000, adoptó los siguientes acuerdos:

Aumentar el capital social por un importe nominal máximo de 24.857.088 euros mediante la emisión de igual número de nuevas acciones ordinarias para su entrega y suscripción por los titulares de acciones con derecho a voto de la sociedad argentina ASTRA C.A.P.S.A. que aceptasen la oferta pública de Repsol YPF sobre valores de aquella sociedad, con previsión de suscripción incompleta y supresión del derecho de suscripción preferente.

En ejecución de los referidos acuerdos y de la previsión de suscripción incompleta, mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid D. Luis Máiz Cal el 6 de septiembre de 2000, con el número 3.353, e inscrita en el Registro Mercantil bajo la inscripción 177ª, el capital social fue aumentado en 24.342.464 euros, mediante la emisión y total suscripción de igual número de nuevas acciones ordinarias de la compañía.

Aumentar el capital social por un importe nominal máximo de 15.266.670 euros mediante la emisión de igual número de nuevas acciones ordinarias para su entrega y suscripción por los titulares de acciones con derecho a voto de la sociedad argentina YPF S.A. que aceptasen la oferta pública de Repsol YPF sobre valores de aquella sociedad, con previsión de suscripción incompleta y supresión del derecho de suscripción preferente.

En ejecución de los referidos acuerdos y de la previsión de suscripción incompleta, mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid D. Luis Máiz Cal el 7 de septiembre de 2000, con el número 3.362, e inscrita en el Registro Mercantil bajo la inscripción 178ª, el capital social fue aumentado en 8.166.114 euros, mediante la emisión y total suscripción de igual número de nuevas acciones ordinarias de la compañía.

Aumentar el capital social por un importe nominal máximo de 522.871 euros mediante la emisión de igual número de nuevas acciones ordinarias para su entrega y suscripción por los titulares de acciones con derecho a voto de la sociedad española Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. que aceptasen la oferta privada de Repsol YPF sobre valores de aquella sociedad, con previsión de suscripción incompleta y supresión del derecho de suscripción preferente.

En ejecución de los referidos acuerdos y de la previsión de suscripción incompleta, mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid D. Luis Máiz Cal el 15 de diciembre de 2000, con el número 4.898 e inscrita en el Registro Mercantil bajo la inscripción 188ª, el capital social fue

aumentado en 354.885 euros, mediante la emisión y total suscripción de igual número de nuevas acciones ordinarias de la compañía.

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 3.000.000.000 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. La aprobación de este acuerdo ha dejado sin efecto el acuerdo adoptado en la Junta celebrada el 6 de junio de 1997, que facultaba al Consejo para la emisión de obligaciones convertibles y/o canjeables por acciones de la Sociedad, y el acuerdo adoptado por la Junta celebrada el 22 de abril de 1998, que facultaba al Consejo para la emisión de obligaciones canjeables por acciones de la Sociedad o de otra Sociedad, ambos mencionados anteriormente.

En el orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 4 de abril de 2003, 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 hasta la fecha de registro del presente folleto.

La Junta General de Accionistas de Repsol YPF celebrada el 4 de abril de 2003 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 21 de abril de 2002.

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 2000, 2001 y 2002:

GRUPO REPSOL YPF CONSOLIDADO	2000	2001	2002
Beneficio atribuido a la sociedad dominante (M. euros) ¹	2.429	1.025	1.952
Capital social (M. euros)	1.221	1.221	1.221
Nº de acciones ³	1.198.147.478	1.220.863.463	1.220.863.463
Beneficio por acción (euros)	2,03	0,84	1,60
P.E.R. ²	8,4	19,51	7,88
PAY-OUT	25,1%	25,0%	19,4%
Dividendo por acción (euros)	0,50	0,21	0,31
REPSOL YPF, S.A.	2000	2001	2002
Beneficio neto (M. euros) ¹	669	1.864	1.292
Capital social (M. euros)	1.221	1.221	1.221
Nº de acciones ³	1.198.147.478	1.220.863.463	1.220.863.463
Beneficio por acción (euros)	0,56	1,53	1,06
P.E.R. ²	30,50	10,73	11,89
PAY-OUT	87,6%	13,7%	29,3%
Dividendo por acción (euros)	0,50	0,21	0,31

(1) Este dato se refiere al beneficio de las acciones ordinarias. Adicionalmente el Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital 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 con un mínimo del 4% y un máximo del 7%.
- 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 2000, 17,02 euros por acción, 31 de diciembre de 2001, 16,38 euros por acción y 31 de diciembre de 2002, 12,60 euros por acción).

(3) Los datos correspondientes a 2000 se han calculado considerando que el número de acciones hasta el 5 de septiembre de 2000 fueron de 1.188.000.000, del 6 a 7 de septiembre 1.212.342.464; del 7 de septiembre a 14 de diciembre 1.220.508.578, y desde el 15 de diciembre, 1.220.863.463 acciones. El número de acciones durante los ejercicios 2001 y 2002 fue de 1.220.863.463 acciones.

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.

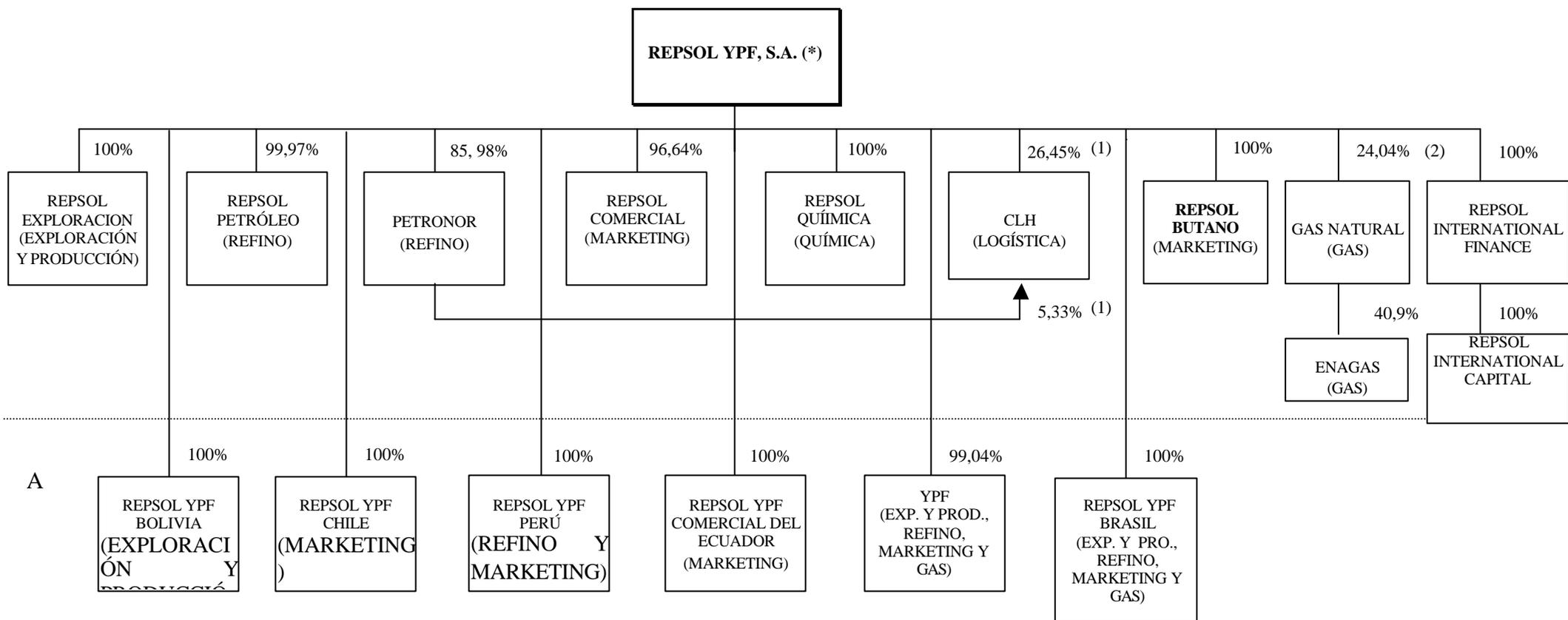
III.6 GRUPO REPSOL YPF. PRINCIPALES SOCIEDADES AL 31-12-02

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 2002 participaba directa e indirectamente en 387 empresas, ejerciendo en 173 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 2002:

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) En marzo de 2003 y tras la venta de acciones realizada a Oman Oil Company la participación de Repsol YPF, S.A. y Petronor en CLH ha quedado reducida al 19,67% y al 5,33%, respectivamente, cumpliéndose de esta forma los requisitos establecidos en el Real Decreto Ley 6/2000.

(2) El 7 de mayo de 2003, Repsol YPF ha incrementado su porcentaje de participación en Gas Natural SDG, S.A. hasta el 25,02%.

Seguidamente se detallan, de forma resumida, el balance de situación y la cuenta de pérdidas y ganancias a 31 de diciembre de 2002 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 2002

ACTIVO

(Millones de euros)

CONCEPTO	Repsol YPF S.A.	Repsol Exploración	Repsol Petróleo	Petronor	Repsol Comercial	Repsol Química	Subgrupo Butano	Subgrupo Gas Natural	Subgrupo RIF	Subgrupo YPF	Subg. Repsol YPF Perú	Subg. Repsol YPF Ecuador	Subg. Repsol YPF Brasil	Subg. Repsol YPF Chile	Resto de Compañías	Agregado	Ajustes y eliminaciones de consolidación	Consolidado	
Gastos de establecimiento	61,0	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	61,0		0,0	61,0
Inmovilizado Inmaterial Neto	18,9	0,1	4,7	0,0	32,2	17,7	0,3	201,1	0,0	30,0	4,1	0,0	41,3	3,7	272,5	1.011,9		(113,9)	908,3
Inmovilizado Material Neto	248,5	1,7	1.298,4	201,9	947,5	725,5	641,0	1.096,5	0,0	7.864,9	110,0	27,2	248,3	65,8	5.307,6	17.006,0		3.475,2	21.010,0
Inmovilizado Financiero	17.452,6	1.246,6	320,3	89,8	175,5	343,4	21,6	156,8	9.215,9	303,6	1,1	0,4	19,4	21,9	(1.228,0)	28.105,5		(28.105,5)	0,0
TOTAL INMOVILIZADO	17.801,0	1.248,4	1.623,4	251,7	1.505,2	1.086,6	669,1	1.454,4	9.215,9	3.234,1	115,2	33,6	309,5	93,4	2.431,7	46.265,1		(23.526,1)	22.739,0
Fondo de Comercio de Consolidación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168,4	0,6	0,0	19,4	46,1	0,2	199,3	0,0	168,4	596,4		2.337,4	2.934,0
Gastos amortizables	129,6	22,0	6,6	1,3	65,7	27,0	4,4	5,5	211,8	73,4	4,0	10,7	6,5	12,6	116,6	702,7		(19,7)	683,0
Impuestos anticipados	1.002,6	174,2	15,5	3,6	33,9	5,2	52,5	36,1	0,0	113,4	19,4	0,0	0,0	0,0	22,3	1.478,7		(862,7)	616,0
Existencias	1,3	0,0	354,1	277,2	107,2	171,6	101,4	72,1	0,0	245,2	89,5	2,6	58,3	0,4	150,7	2.135,6		(16,4)	2.119,0
Deudores	563,1	75,1	1.012,1	202,3	548,2	446,7	103,2	290,2	52,6	1.631,6	90,4	42,2	101,7	28,0	1.590,2	6.751,6		(2.281,6)	4.470,0
Inversiones financieras temporales	2.422,0	600,0	142,4	99,5	63,4	20,9	313,4	220,0	3.505,1	692,0	34,5	0,4	34,0	13,7	48,8	6.330,7		(4.060,7)	4.270,0
Tesorería	(0,2)	0,4	2,9	1,3	0,0	5,6	11,5	10,7	0,1	95,7	0,1	2,3	15,3	1,4	39,6	194,8		0,2	195,0
Ajustes por periodificación	0,0	0,0	5,3	1,0	0,4	1,8	(0,6)	2,4	0,0	15,3	0,6	0,1	0,0	0,0	12,0	38,3		(0,5)	38,0
TOTAL ACTIVO CIRCULANTE	2.991,5	715,5	2.010,3	501,3	717,2	440,6	325,9	605,0	3.622,0	2.670,4	223,1	47,6	229,9	33,5	1.001,3	17.451,0		(6.339,8)	11.092,0
TOTAL ACTIVO	21.925,0	2.160,1	3.602,3	839,9	2.322,0	1.765,4	1.421,3	2.101,6	13.049,7	11.105,7	609,8	92,1	745,2	159,6	4.532,3	66.493,9		(26.429,8)	38.064,0

PASIVO

(Millones de euros)

CONCEPTO	Repsol YPF S.A.	Repsol Exploración	Repsol Petróleo	Petronor	Repsol Comercial	Repsol Química	Subgrupo Butano	Subgrupo Gas Natural	Subgrupo RIF	Subgrupo YPF	Subg. Repsol YPF Perú	Subg. Repsol YPF Ecuador	Subg. Repsol YPF Brasil	Subg. Repsol YPF Chile	Resto de Compañías	Agregado	Ajustes y eliminaciones de consolidación	Consolidado	
Patrimonio Neto	11.693,0	656,9	1.135,0	425,9	390,2	122,8	139,8	943,2	926,1	7.810,0	182,6	45,5	336,0	109,5	396,8	25.873,0		(12.287,8)	13.586,0
Socio Entero	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	38,4	3.691,5	0,0	104,3	0,0	0,0	0,6	219,8	4.072,2		150,8	4.223,0
Subvenciones e ingresos a distrib. en varios ejers.	54,7	57,9	57,6	0,0	1,8	2,3	6,7	65,1	6,3	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	24,4	278,5		(13,5)	265,0
Provisiones para riesgos y gastos	61,5	44,7	95,1	4,7	104,9	9,8	52,5	66,5	152,7	314,0	5,8	0,0	1,1	0,0	96,8	1.252,1		(67,3)	1.185,0
Impuestos diferidos	353,9	0,0	4,2	18,4	9,6	2,3	21,5	27,9	0,0	19,0	41,6	0,0	0,0	2,6	102,3	365,9		(362,9)	30,0
Acuerdos a largo plazo	8.596,5	121,1	505,2	2,5	16,7	213,4	761,9	402,5	5.623,0	1.519,4	0,0	0,0	56,4	10,2	1.310,0	18.162,8		(9.975,4)	8.187,0
Acuerdos a corto plazo	981,4	1.279,5	1.777,0	388,4	1.276,2	1.414,0	381,5	450,0	2.447,1	1.393,5	275,5	46,6	348,0	16,7	2.302,2	14.800,1		(5.873,1)	8.927,0
TOTAL PASIVO	21.925,0	2.160,1	3.602,3	839,9	2.322,0	1.765,4	1.421,3	2.101,6	13.049,7	11.105,7	609,8	92,1	745,2	159,6	4.532,3	66.493,9		(26.429,8)	38.064,0

CUENTA DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2002

(Miles de euros)

CONCEPTO	Report YPF S.A.	Report Exploración	Report Petróleo	Petróleo	Report Comercial	Report Química	Subgrupo Rotasa	Subgrupo Gas Natural	Subgrupo IUF	Subgrupo YPF	Subg. Report YPF Perú	Subg. Report YPF Ecuador	Subg. Report YPF Brasil	Subg. Report YPF Chile	Resto de Compañías	Agregado	Ajustes y eliminaciones de consolidación	Consolidado
Ingresos operativos con empresas del grupo consolidado	242,5	196,9	8.458,8	2.072,8	198,8	182,8	22,1	49,8	8,8	254,8	156,2	1,8	8,8	8,8	1.874,1	1.179,1	(2.132,4)	8,8
ImpORTE neto de la cifra de negocios	8,8	15,8	1.962,5	75,8	10.249,3	1.521,2	1.879,8	2.356,2	21,8	6.186,5	1.194,6	10,4	81,4	29,7	6.855,8	3.658,4	(1,8)	15.555,8
Otros ingresos de explotación	32,1	19,2	85,1	41,9	31,6	31,6	88,2	45,1	8,8	1.880	34,4	8,4	7,8	8,8	294,1	882,8	26,8	9.358,8
Gastos operativos de empresas del grupo consolidado	(94,8)	(182,1)	(2.228,4)	(775,2)	(9.288,8)	(797,7)	(805,8)	(34,8)	8,8	(116,2)	(201,1)	(8,2)	(26,8)	(84,4)	1.834,7	(4.028,7)		14.842,4
Consumos y otros gastos ordinarios	(196,2)	(78,2)	6.789,4	(1.981,7)	(728,4)	(682,1)	(579,4)	(2.087,1)	(21,7)	(3.756,2)	(802,8)	(174,8)	(792,8)	(253,8)	(6.281,9)	(23.169,7)		(27.636,8)
Gastos de personal	(87,2)	(98,2)	(166,8)	(49,4)	(41,1)	(79,8)	(78,2)	(491,8)	(8,2)	(198,7)	(17,1)	(2,4)	(18,4)	(5,9)	(446,9)	(1.072,6)		(1.161,8)
Dotaciones para amortizaciones del Inmovilizado	(80,2)	(8,2)	(188,2)	(45,7)	(132,2)	(125,8)	(66,2)	(240,9)	(28,2)	(832,5)	(22,4)	(4,7)	(12,2)	(4,5)	(277,3)	(2.179,4)		(2.628,8)
Variación de provisiones de tráfico	8,8	8,8	64,2	(8,2)	(7,1)	12,8	(5,1)	(12,5)	(1,8)	1,2	(8,2)	(2,1)	(2,1)	(8,8)	1,5	54,5		56,8
RESULTADO OPERATIVO	6,8	75,6	138,4	21,4	189,7	6,5	210,7	686,9	(11,3)	1.874,8	48,4	8,2	(8,2)	8,2	88,5	3.156,1		3.228,8
RESULTADO FINANCIERO	478,5	422,2	299,1	109,5	12,7	(45,8)	14,1	(88,8)	168,2	(54,9)	(2,7)	(1,5)	(78,8)	8,2	(833,8)	845,4		(8.896,8)
AMORTIZACIÓN DEL FONDO DE COMERCIO	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	(8,8)	(80,8)	8,8	(7,1)	(5,6)	8,8	(14,2)	8,8	66,1	(9,7)		(273,8)
IND. EN SOC. CONSOLIDADAS FIJAS A EQUIV.	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	(8,8)	15,2	(7,8)	(108,9)	8,1	8,8	(8,2)	3,8	(5,8)	(183,9)		61,1
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	(94,1)	(87,2)	(88,4)	66,4	(11,6)	(88,6)	6,2	72,2	(28,9)	38,4	(5,1)	(5,1)	(2,1)	8,8	43,4	(288,4)		982,9
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS Y ANTES DE SOC. EXTERNOS	578,8	191,2	488,9	287,2	168,8	(62,3)	287,7	416,7	88,4	1.784,2	27,7	6,4	(22,6)	12,8	(888,8)	3.962,2		(2.118,8)
IMPUESTO DE SOCIEDADES	648,2	82,2	(28,2)	(14,8)	(44,6)	48,2	(31,7)	(81,7)	(13,9)	(25,1)	14,2	8,8	(8,2)	(8,8)	(24,4)	338,5		(841,8)
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS Y ANTES DE SOC. EXTERNOS	1.223,1	129,4	288,6	192,5	116,2	(22,8)	176,8	325,8	74,2	1.789,2	15,6	6,5	(22,9)	12,8	(855,2)	3.092,8		(2.886,8)
RESULTADO ATRIBUIDO A SOCIOS EXTERNOS	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	(80,2)	(175,7)	(5,7)	(8,7)	8,8	(8,4)	(8,2)	187,1	(183,5)		(30,5)
BENEFICIO NETO DEL PERÍODO	1.231,9	129,4	288,6	192,5	116,2	(22,8)	176,8	325,8	(101,2)	1.783,5	4,9	6,5	(23,3)	11,9	(288,1)	3.788,5		(1.796,5)

III.6.2 Repsol YPF, S.A

La composición del inmovilizado financiero de Repsol YPF, S.A. al 31 de diciembre de 2002 es la siguiente:

	Millones de euros
Participaciones en Empresas del Grupo y asociadas	17.267
Créditos a empresas del grupo y asociadas	-
Otro inmovilizado financiero	74
Total inmovilizado financiero	17.341

A continuación se detallan las participaciones de Repsol YPF, S.A. en Empresas del Grupo y asociadas al 31 de diciembre de 2002:

SOCIEDADES PARTICIPADAS POR REPSOL YPF, S.A.

Nombre	Valor de la Inversión	Actividad	% de participación		Millones de euros (2)			
			Directa	Total	Capital	Reservas	Resultado de 2002	Dividendo a cuenta
Repsol YPF Chile LTDA.	105	Admón. de inversiones de YPF en Chile	99,99%	100,00%	75	23	10	-
Repsol Exploración, S.A.	258	Exploración y producción de hidrocarburos	99,99%	100,00%	25	503	153	-
Repsol Química, S.A.	123	Productos petroquímicos	99,99%	100,00%	61	84	(22)	-
Repsol Butano, S.A.	87	Distribución de GLP	99,99%	100,00%	59	73	101	(50)
Repsol Petróleo, S.A.	613	Refino	99,97%	99,97%	218	527	372	-
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	46	Comercialización de productos petrolíferos	18,39%	99,76%	335	480	116	(41)
Petróleos del Norte, S.A. - PETRONOR	258	Refino	85,98%	85,98%	121	290	193	(177)
Gas Natural SDG, S.A. (1) (3)	327	Comercialización y distribución de gas	23,25%	24,02%	448	2.282	889	(76)
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. (3)	116	Transporte y almacenamiento de prod. petrolíferos	19,67%	31,78%	84	140	74	(50)
Repsol International Finance B.V.	564	Financiera y tenencia de participaciones	100,00%	100,00%	340	582	(110)	-
Repsol Portugal, Petróleo y Derivados, Lda.	102	Comercialización de productos petrolíferos	97,44%	100,00%	43	65	(5)	-
Repsol Italia, S.P.A.	2	Comercialización de productos petrolíferos	99,99%	100,00%	2	-	1	-
Repsol YPF Perú B.V.	178	Tenencia de participaciones	100,00%	100,00%	119	84	(19)	-
YPF, S.A. (3)	13.226	Exploración y producción de hidrocarburos	91,95%	99,04%	5.191	1.845	1.533	(825)
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	48	Tenencia de participaciones	100,00%	100,00%	67	(15)	(2)	-
Proyectos Integrados Energéticos, S.A.	12	Proyectos Energéticos	50,00%	50,00%	24	-	-	-
Repsol YPF Brasil, S.A.	361	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00%	100,00%	461	(54)	(105)	-
Repsol YPF Bolivia, S.A.	837	Sociedad de cartera	99,83%	100,00%	1.020	(324)	(58)	-
Otras participaciones	4		-	-	-	-	-	-
		17.267						

(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 2002.

(3) Al 31 de Diciembre de 2002 estas sociedades tenían admitidas a cotización oficial las acciones que se indican a continuación.

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	28	15,1	Euros
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	M. Continuo de las Bolsas de Valores españolas	18,07	18,427	Euros
YPF, S.A.	393.312.793	Buenos Aires - Nueva York	44,50 - 12,17	42,74 - 11,062	Pesos - Dólares

III.6.3 Grupo Repsol YPF

Sociedades Consolidadas

La elaboración de las cuentas anuales consolidadas de 2002 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 2002 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.

PRINCIPALE SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2002

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación	% de Participación	Capital	Reservas	Resultados 2.002	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾
						Patrimonial	Control						
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,60	526,80	372,30	-	1.116,36	613,10
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Distribución y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100	5,38	6,44	23,27	-	35,09	5,49
Estasur, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Distribución y comercialización de lubricantes	I.G.	99,97	100	0,10	0,80	0,90	-	1,80	1,20
Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Explotación de talleres y otras actividades	P.E.	99,94	100	0,06	0,18	0,01	-	0,25	0,00
Gerpesa	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.		Otras actividades	P.E.	99,97	100	0,14	0,36	0,01	-	0,51	0,30
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	0,56	0,37	-	0,99	0,06
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	P.E.	49,99	50,00	8,53	8,18	1,92	(1,10)	8,77	8,77
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	0,06	-	21,60	-	21,66	0,06
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100	100	0,05	(0,24)	0,73	-	0,54	0,12
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,02	(8,38)	(10,95)	-	(19,31)	(19,30)
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	25,00	25,00	132,81	(1,82)	(1,81)	-	32,29	24,30
Atlantic 2/3 Company of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	25,00	100	132,81	(7,41)	(28,24)	-	97,16	132,81
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribución de GLP	I.G.	100	100	58,70	72,80	100,90	(50,00)	182,40	87,05
Repsol Maroc	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Fabricación de caucho sintético	P.E.	99,88	100	0,47	(0,70)	(0,35)	-	(0,58)	0
National Gaz	Marruecos	Repsol Maroc		Comercialización de gas	P.E.	99,86	100	0,47	0,56	0,09	-	1,12	5,08
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	I.G.	85,00	85,00	23,01	9,19	(8,36)	-	20,26	26,50
Comsergas	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Reparación de bombonas	I.G.	52,70	62,00	0,57	0,05	(0,03)	-	0,37	0,38
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Fabricación, envasado y fraccionamiento de gas	P.E.	42,50	50,00	0,01	0,31	0,04	-	0,18	0,18
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de productos gasistas	P.E.	75,73	73,50	0,12	(0,27)	0,08	-	(0,05)	(0,25)
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Distribución y comercialización de GLP	I.G.	100	100	7,00	2,30	0,21	-	9,51	25,30
Autogas, S.A.	Ecuador	Duragas, S.A.		Distribución y comercialización de GLP	I.G.	60,36	60,36	1,18	0,38	(0,10)	-	0,88	0,83
Semapesa	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento de personal	I.G.	100	100	0,05	1,11	(0,28)	-	0,89	0,30
Repsol YPF Gas Chile, Ltda.	Chile	Repsol Butano, S.A.	OPESSA	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	38,56	-	(18,08)	-	20,48	33,00
Empresa Lipigas, S.A.	Chile	Repsol YPF Gas Chile, Ltda.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	74,11	(3,41)	21,60	-	41,54	32,62
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,61	99,61	54,40	(25,10)	5,20	-	34,37	85,80
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.		Distribuidora de GLP	P.E.	29,85	29,97	4,10	0,60	1,30	-	1,80	3,40
Repsol YPF Comercial de la Amazonía, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	100	100	0,10	-	-	-	0,10	0,10
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	51,00	51,00	0,19	2,38	1,81	-	2,23	1,70
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	P.E.	100	100	0,05	-	0,19	-	0,24	0,06
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A.	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	100	100	1,30	0,03	(0,95)	-	0,38	0,40
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,76	480,49	116,26	(40,69)	888,68	217,49
Gasóleos y Lubricantes, S.A. (GASOLUBE)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	0,10	0,20	0,20	-	0,50	0,46
Gasolube Noroeste, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100	0,10	-	-	-	0,10	1,97
Gasolube Andalucía, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100	*	-	0,70	-	0,70	1,03
Gasolube Castilla y León, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100	0,10	-	0,30	-	0,40	0,32
CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100	8,40	18,00	18,50	-	44,90	37,12
Sociedad Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	43,69	45,00	15,10	(6,93)	0,43	-	3,87	4,89
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión tarjeta afiliación Travel Club	P.E.	21,75	22,50	0,25	0,33	(1,05)	-	(0,11)	0,01
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,12	0,09	0,25	-	0,15	0,04
Hinia, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100	0,60	2,60	0,60	-	3,80	1,06
Euro 24, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	96,65	100	0,03	-	0,60	-	0,63	0,14
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	67,66	70,00	1,50	0,30	0,40	(0,10)	1,47	3,40
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,65	100	7,30	5,70	6,90	-	19,90	7,76
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Comerc. ptdos. en EE.SS. y tiendas conveniencia	P.E.	48,33	50,00	5,41	1,07	0,70	-	3,59	2,70
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	48,33	50,00	20,82	1,10	0,42	-	11,17	10,41
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	31,03	31,78	84,07	140,08	73,74	(49,74)	78,86	131,02
CLH Aviación, S.A.	España	CLH		Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	31,03	100	21,00	15,25	1,57	-	37,82	21,00
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,50	289,50	192,50	(176,60)	366,19	257,97
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de ptdos. asfálticos	I.G.	85,98	100	0,10	-	0,10	-	0,20	3,00
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	24,62	502,89	153,16	-	680,67	258,37
Repsol Exploración Trinidad, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,81	13,41	-	-	15,22	15,19

PRINCIPALE SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2002

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control	Capital	Reservas	Resultados 2.002	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,94	(0,65)	(5,54)	-	(4,25)	0,00
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)	(4,43)	-	(3,14)	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	3,97	150,23	51,62	-	205,82	117,20
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	7,83	319,26	89,85	(90,00)	326,94	326,80
Repsol Oil Operations AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	40,00	40,00	0,07	0,04	0,86	-	0,39	0,02
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	40,00	40,00	0,07	0,30	0,02	-	0,16	0,02
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	4,74	191,02	8,05	-	203,81	190,16
Repsol YPF OCP del Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,06	(0,02)	(0,62)	-	(0,58)	0,00
Repsol Exploración Securé, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	1,87	(0,62)	(1,06)	-	0,19	0,18
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,67	(0,22)	(6,78)	-	(6,33)	0,00
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,18	(0,06)	(6,68)	-	(6,56)	0,00
Repsol Exploración Kazakstán, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,18	1,64	(1,78)	-	0,04	0,04
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)	(0,50)	-	(0,38)	0,00
Repsol YPF Eléctrica de Brasil, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,18	(0,06)	2,47	-	2,59	2,42
Repsol Exploración Azerbaijan, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,07	(0,02)	(1,56)	-	(1,51)	0,00
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	278,51	(128,43)	(205,33)	-	(55,25)	0,00
Flawin SAFI	Uruguay	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	24,31	-	-	-	24,31	24,31
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	15,73	87,45	(187,94)	-	(84,76)	0,00
Maxus Guarapiche, Ltd.	Islas Cayman	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	-	-	-	-	-	-
Maxus Venezuela Ltd	Islas Cayman	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Egipto, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,07	61,36	26,46	-	87,89	41,36
Repsol YPF T & T, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,06	6,08	(52,45)	-	(46,31)	0,40
BPRY Caribbean Ventures LLC	Trinidad y Tobago	Repsol YPF T & T, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	10,00	10,00	215,13	(11,04)	78,29	(95,40)	18,70	250,92
BP Amoco Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	10,00	100	112,74	66,79	235,44	(95,40)	319,57	215,13
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,08	139,32	19,16	-	79,28	13,39
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	225,89	332,14	(25,42)	-	532,61	530,39
Repsol Exploración Alga, S.A.	España	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.		Aprovisionamiento y logística de gas	I.G.	100	100	7,04	13,55	4,84	-	25,43	43,90
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	119,54	83,96	(18,70)	-	184,80	177,71
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,48	(0,09)	0,72	-	1,12	1,94
Refinadores del Perú, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	78,76	78,76	149,67	7,81	8,41	(6,73)	125,35	119,47
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Refinadores de Perú, S.A.		Refino	I.G.	47,29	60,04	140,22	19,56	15,88	-	105,47	158,30
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles	I.G.	100	100	29,78	(0,04)	(0,65)	-	29,09	30,43
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.		Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100	100	66,69	(15,14)	(2,49)	-	49,06	47,40
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.		Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100	100	0,05	0,01	(3,33)	-	(3,27)	0,27
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100	100	339,92	582,15	(110,11)	-	811,96	564,04
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100	100	0,03	23,90	23,85	-	47,76	0,03
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	232,57	(1,82)	(1,81)	-	45,79	46,51
Atlantic LNG	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100	232,57	9,33	32,70	-	274,61	232,57
Repsol International Capital	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100	100	0,66	(32,30)	(62,68)	-	(94,32)	-
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100	100	0,02	(0,01)	-	-	0,01	0,02
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100	100	0,02	63,68	3,42	-	67,12	0,02
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100	100	463,77	-	-	-	463,77	451,63
CAVEANT	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	YPF, S.A.	Financiera	I.G.	100	100	2,96	67,91	12,87	-	83,74	95,23
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	1,58
Repsol (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	100	100	21,49	(20,05)	0,09	-	1,53	1,45
Repsol Occidental Corporation	EE.UU.	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,38	112,59	47,05	(106,37)	13,41	29,44
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Productos petroquímicos	I.G.	100	100	60,50	84,30	(22,00)	-	122,80	122,69
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Productos petroquímicos	I.G.	100	100	17,40	(1,30)	(0,30)	-	15,80	15,80
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.		Productos químicos	P.E.	100	100	3,10	3,30	1,10	-	7,50	4,80

PRINCIPALE SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2002

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control	Capital	Reservas	Resultados 2.002	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾
Repsol Polívar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S		Productos petroquímicos	P.E.	100	100	0,20	0,30	(0,60)	-	(0,10)	0,00
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Exploración Alga, S.A.	Productos químicos	I.G.	100	100	3,00	37,60	2,10	-	42,70	27,60
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Cogeneración eléctrica	P.E.	39,00	39,00	1,80	1,90	0,50	-	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	35,80	7,00	-	29,81	8,40
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pptos. químicos	P.E.	49,99	49,99	47,50	1,80	(1,90)	-	23,70	20,60
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Gestión de Dynasol Elastómeros	P.E.	50,00	50,00	0,10	0,10	-	-	0,10	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	64,90	(5,10)	-	103,20	101,94
Gespost	Portugal	Repsol Portugal Petróleo e Derivados, Ltda.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	99,67	100	*	0,10	(0,50)	-	(0,40)	0,80
Repsol Portugal Gas de Petróleo Liquefeito, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	R. YPF Lubricantes y Especialidades	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100	100	0,05	9,40	0,80	-	10,25	0,17
Repsol Italia	Italia	Repsol YPF, S.A.	R. YPF Lubricantes y Especialidades	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100	100	1,80	-	0,50	-	2,30	2,30
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	24,04	24,04	447,78	2.281,86	889,29	(76,12)	851,69	327,37
Sagane, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	24,04	100	94,80	59,74	-	-	160,46	42,00
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	17,45	72,60	0,09	115,97	70,09	-	135,15	74,50
Metragaz, S.A.	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	17,39	72,33	3,46	1,77	1,23	-	4,67	2,90
Grupo Enagás, S.A. ⁽⁵⁾	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento y transporte de gas	P.E.	9,83	40,90	358,10	405,68	110,07	(21,49)	348,62	97,80
Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	P.E.	4,93	20,50	47,32	123,93	21,26	-	39,46	19,60
Iberlink Ibérica, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Estudios y proyectos	I.P.	24,04	100	0,23	0,03	0,01	-	0,27	1,00
Kromschroeder, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Fabricación y comercialización de productos de gas	P.E.	10,22	42,52	0,66	10,22	0,87	-	4,99	3,60
Natural Energy, S.A.	Argentina	Kromschroeder, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	11,99	72,00	0,02	-	-	-	0,01	0,00
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,66	90,10	6,33	76,06	13,15	-	86,08	6,30
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	22,84	95,00	6,90	12,79	1,87	-	20,48	6,40
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	21,04	87,50	2,70	8,57	1,58	-	11,24	2,60
Gas Natural Navarra, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	21,63	89,99	3,60	24,51	5,92	-	30,62	15,60
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	14,90	62,00	32,65	3,82	(1,41)	-	21,74	26,20
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Gas Galicia SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	13,56	91,00	1,80	0,21	(1,21)	-	0,73	1,60
Gas Aragón, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	8,41	35,00	5,89	14,48	9,38	-	10,41	2,90
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	ESESA	Distribución de gas	I.P.	24,04	100	0,16	0,81	0,01	-	0,98	0,30
Gas Natural Informática, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	24,04	100	19,92	4,94	(0,07)	-	24,78	19,90
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	24,04	100	12,41	17,00	5,13	-	34,55	27,30
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	24,04	100	0,30	1,67	0,03	-	2,01	6,10
La Energía, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	24,04	100	10,65	(0,11)	(0,06)	-	10,48	11,00
A.E. Sanitaria Vall d' Hebrón	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	19,53	81,25	1,71	0,32	(0,08)	-	1,58	1,40
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	24,04	100	0,60	6,99	19,35	-	26,94	0,60
Gas Natural Extremadura, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	24,04	100	0,06	(0,01)	-	-	0,05	0,40
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	24,04	100	0,60	10,24	0,13	-	10,97	1,40
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Energía eléctrica	I.P.	24,04	100	0,06	0,25	(0,02)	-	0,29	0,10
Gas Natural Trading SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Trading de gas	I.P.	24,04	100	0,06	2,48	39,73	-	42,28	0,10
Desarrollo del Cable, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cable de comunicaciones	I.P.	24,04	100	21,06	18,11	7,41	-	46,58	21,10
Equipos y Servicios, S.A. (ESESA)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	24,04	100	0,12	1,25	(1,11)	-	0,26	0,30
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,73	90,41	3,16	27,66	0,89	-	28,67	5,80
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	23,99	99,79	4,44	0,13	(1,31)	-	3,26	5,90
Gas Natural CEGAS	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,74	90,42	10,53	56,84	0,54	-	61,41	20,20
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	24,04	100	0,60	2,03	3,96	-	6,59	0,60
Gas Natural Finance, BV	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	0,02	1,00	0,69	-	1,71	-
Holdíng Gas Natural, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	24,04	100	0,30	0,16	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.	9,20	38,26	5,39	(3,23)	6,28	-	3,23	75,60
Companhia Distribuidora de Gas do Río de Janeiro	Brasil	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	6,92	28,77	48,65	3,00	6,95	-	16,86	210,00
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	24,04	100	144,81	-	(9,77)	-	135,04	329,60
Gas Natural International, Ltd.	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	35,66	8,70	1,18	-	45,54	25,40
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	349,50	43,49	(97,54)	-	295,45	374,00

PRINCIPALE SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2002

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación	% de Participación	Capital	Reservas	Resultados 2.002	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾
						Patrimonial	Control						
Manra, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	3,65	0,43	(0,01)	-	4,08	31,10
Invergas, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Manra, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	17,17	71,41	17,51	26,08	(11,74)	-	31,08	39,30
Gas Natural Ban, S.A.	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	12,04	70,00	76,69	69,62	(11,74)	-	94,20	191,00
Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	17,31	72,00	30,16	2,21	(0,02)	-	23,29	73,00
Gas Natural do Brasil	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	24,04	99,99	0,27	(0,13)	(0,28)	-	(0,13)	0,60
Serviconfort Brasil, S.A.	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil, S.A.	Servicios	I.P.	24,04	99,99	1,65	(0,19)	(0,23)	-	1,23	1,70
Gas Natural México, S.A. de CV	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	20,85	86,50	396,44	(93,72)	(3,32)	-	258,99	302,30
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.	20,85	100	115,76	(30,07)	24,00	-	109,68	119,10
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.	20,85	100	66,14	(20,79)	(3,54)	-	41,81	80,10
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.	20,85	100	0,01	(0,44)	0,02	-	(0,41)	0,00
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Servicios	I.P.	20,85	100	0,01	0,01	0,01	-	0,03	0,00
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Servicios	I.P.	20,85	100	5,18	(1,16)	(2,23)	-	1,79	5,80
Transnatural RL de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural SDG, S.A.		I.P.	22,45	100	4,17	(0,60)	(6,86)	-	(3,29)	2,30
CH4 Energía, S.A. de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV			I.P.	10,43	50,00	0,47	0,10	0,15	-	0,36	0,30
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	20,91	87,00	0,01	0,14	0,09	-	0,20	0,00
Natural Servicios, S.A.	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Instalaciones de gas	I.P.	17,31	72,00	0,78	(0,08)	(0,08)	-	0,44	1,70
Serviconfort Colombia	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Servicios	I.P.	22,84	94,99	0,13	0,20	(0,02)	-	0,28	0,20
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Lauroste 98 / Sabinely 2000	Distribución de gas	I.P.	14,20	59,07	12,28	128,39	12,95	-	90,73	194,80
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	11,00	77,45	0,72	1,61	0,59	-	2,26	1,50
Gasorient, S.A. ESP	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	7,74	54,50	3,35	38,04	3,51	-	24,47	75,30
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP	Colombia	Gasorient, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	7,74	99,99	0,55	4,93	(0,05)	-	5,42	9,70
Gas Natural Latinoamericana	España	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	0,60	(0,16)	(1,12)	-	(0,68)	0,70
Lauroste 98, S.L.	España	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	14,53	21,82	(16,03)	-	20,32	42,50
Sabinely 2000, S.L.	España	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	24,04	100	0,60	14,42	(11,29)	-	3,74	7,90
Portal Gas Natural	España	Gas Natural SDG, S.A.		E - Business	I.P.	14,42	60,00	12,00	(1,59)	(23,01)	-	(7,56)	7,20
Portal del instalador, S.A.	España	Portal Gas Natural	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	20,82	85,00	1,29	-	(0,02)	-	1,08	1,10
Torre Marenostrum, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Inmobiliaria	P.E.	10,82	45,00	0,06	*	(0,11)	-	(0,02)	0,00
Gas Natural Vendita Italia, S.p.a.	Italia	Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	24,04	100,00	0,10	-	(0,07)	-	0,03	0,20
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	99,04	5.193,61	1.846,11	1.533,71	(824,75)	7.674,30	13.226,00
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100	228,04	(140,10)	34,72	-	122,65	122,56
YPF South Sokang, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(0,02)	(0,60)	-	(0,62)	(0,62)
YPF Energy Holdings N.V.	Antillas Holandesas	YPF International, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100	400,66	(353,97)	29,10	-	75,78	75,78
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF Energy Holding N.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	0,10	(0,09)	(0,01)	-	0,00	-
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	0,97	(0,97)	-	-	0,00	-
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	YPF International, S.A.		Reaseguradora	I.G.	99,04	100	16,02	24,23	0,48	-	40,72	40,72
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(4,78)	(2,21)	-	(6,99)	(6,99)
YPF Indonesia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	7,62	10,78	(5,91)	-	12,48	12,49
Maxus Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(2,14)	(0,76)	-	(2,90)	(2,90)
Maxus Algeria, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	*	(3,15)	-	-	(3,15)	(3,15)
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF International, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100	520,17	(356,13)	(72,20)	-	91,85	91,85
Apex Petroleum Inc.	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Otras actividades	I.G.	99,04	100	1,24	-	-	-	1,24	1,24
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	99,04	100	27,85	(90,59)	(20,94)	-	(83,68)	(83,68)
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	99,04	100	27,85	(90,59)	(20,94)	-	(83,68)	(83,68)
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	352,44	(120,33)	(2,76)	-	229,35	79,25
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	1,78	(42,14)	(18,03)	-	(58,38)	(58,38)
Midgard Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	237,26	(134,08)	0,38	-	103,57	103,57
Diamond Gateway Coal Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	99,04	100	(4,01)	1,05	*	-	(2,96)	(2,96)
Wheeling Gateway	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	99,04	100	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gateway Coal	EE.UU.	Wheeling Gateway	Diamond Gateway Coal	Otras actividades	I.G.	99,04	100	(6,73)	0,66	(0,19)	-	(6,27)	(6,27)
Ryttsa USA Inc.	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,04	100	27,12	15,16	2,23	-	44,52	44,52
Global Companies LLC. (4)	EE.UU.	Ryttsa USA Inc.		Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	50,51	51,00	6,20	15,26	2,19	-	12,06	12,06

PRINCIPALE SOCIEDADES PARTICIPADAS DEL GRUPO YPF A 31 DE DICIEMBRE DE 2002

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes ⁽¹⁾	Actividad	Método de Consolidación	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación	% de Participación	Capital	Reservas	Resultados 2.002	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído ⁽²⁾	Valor Inversión ⁽³⁾
						Patrimonial	Control						
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fraccionadora de gas	I.P.	37,64	38,00	193,98	(13,28)	11,65	-	73,10	73,06
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	114,07	(79,67)	0,60	-	34,95	35,00
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	29,71	30,00	11,16	(4,67)	0,64	-	2,14	2,29
A&C Pipeline Holding	IslasCayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	17,83	18,00	0,86	0,10	*	-	0,17	0,19
Oleoducto Trasandino Argentino	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,83	100	43,29	18,31	5,51	(14,23)	52,89	9,54
Oleoducto Trasandino Chile	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,83	100	40,33	0,04	14,52	(11,92)	42,98	8,98
Petroken Petroquímica Ensenada, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Producción y comerc. pdtos. petroquímicos	P.E.	49,52	50,00	106,06	(11,44)	18,85	-	56,73	56,37
PBB Polisur	Argentina	YPF, S.A.		Producción y comerc. pdtos. petroquímicos	P.E.	27,73	28,00	43,78	150,68	(120,58)	-	20,69	20,70
Profertil	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	49,52	50,00	337,82	(83,55)	(10,37)	-	121,95	121,98
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	49,52	50,00	87,35	34,71	16,46	-	69,26	69,24
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	32,83	33,15	13,70	37,58	9,18	-	20,04	20,12
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	36,64	37,00	104,98	4,38	36,86	(2,32)	53,24	53,22
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	44,89	45,33	294,52	(252,74)	(176,28)	-	(60,97)	0,00
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	31,42	70,00	542,87	(358,61)	(247,52)	(1,96)	(45,65)	0,00
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	50,01	50,49	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A.P.D.C.	IslasCayman	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100	28,71	(16,88)	-	-	11,83	11,83
Enerfin, S.A.	Uruguay	YPF, S.A.		Financiera	I.G.	99,04	100	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	A.P.D.C.	Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100	8,30	(1,78)	13,86	-	20,37	20,41
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100	1,06	(1,06)	-	-	0,00	-
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Financiera	I.G.	99,04	100	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	42,45	42,86	89,65	(3,81)	(209,82)	-	(53,14)	(53,41)
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	39,53	79,83	8,30	60,09	(197,71)	-	(103,24)	(0,95)
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	44,57	45,00	91,87	(37,22)	(112,61)	-	(26,08)	(26,04)
Repsol YPF Chile, Limitada	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100	100	74,98	22,51	10,39	-	107,88	104,79
Operaciones y Servicios YPF	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Petróleos Transandinos, S.A.	Explotación de estaciones de servicio	I.G.	100	100	1,06	(0,75)	0,23	-	0,53	0,53
Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	YPF, S.A. / OPESSA	Comercialización y Distrib. Combustibles y Lubri.	I.G.	100	100	39,92	10,28	7,32	-	57,51	56,90
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	1.020,27	(323,89)	8,01	-	704,39	704,39
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	0,47	0,00	(0,36)	-	0,11	0,11
Andina Corporation	IslasCayman	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Financiera	I.G.	100	100	253,28	25,37	12,09	-	290,74	290,74
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Andina Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	50,00	50,00	286,47	101,57	25,78	-	206,91	232,66
Maxus Bolivia Inc.	IslasCayman	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100	100	126,94	20,08	13,46	-	160,48	160,48
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	0,01	0,00	0,51	-	0,52	0,52
Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.		Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100	100	461,27	(54,08)	(105,30)	-	301,88	361,00
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Servicios consultoría operacionales y admtovs.	I.G.	100	100	52,90	(5,90)	(4,76)	-	42,24	42,20
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Aprovisionamiento y logística de gas	P.E.	15,00	15,00	21,59	(2,52)	(1,64)	-	2,61	3,40
Operadora de Postos de Serviço, Ltd.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Explotación de estaciones de servicio	I.G.	100	100	6,72	0,00	(0,12)	-	6,60	6,60
REFAP	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	73,39	33,96	16,48	-	37,15	37,10
Refinería de Petróleos Manguinhos	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,71	30,71	5,53	42,88	2,85	(4,26)	14,43	14,40
Wall Petróleo, S.A.	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos	Wall Petróleo, S.A.	Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	30,71	100	8,25	(2,45)	4,42	-	10,21	10,11
Wall Química, S.A.	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos		Comercialización de productos petroquímicos	I.P.	30,71	100	1,55	(0,24)	0,11	-	1,42	1,42
Wall Postos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Explotación estaciones de servicio	I.G.	100	100	6,31	(2,35)	(0,28)	-	3,68	3,70

Método de consolidación:

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

(* Importe inferior a 10.000 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.

(5) El Grupo Enagás está compuesto por las siguientes sociedades: Enagás, Gasoducto Braga-Tuy, S.A., Gasoducto Campomaioir-Leira-Braga, S.A., Gasoducto Andalucía, S.A. y Gasoducto Extremadura, S.A.

Adicionalmente a las sociedades descritas anteriormente han quedado excluidas del perímetro de consolidación 69 sociedades sobre las que se ejerce control efectivo y 34 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 0,6%, el 0,26% y el 0,42% de los activos, ingresos de explotación y resultados de explotación del Grupo Repsol YPF correspondientes al ejercicio 2002, 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 2002 es el siguiente:

	Millones de euros
Participaciones en sociedades puestas en equivalencia	512
Cartera de valores a largo plazo (Renta variable)	86
Inversiones financieras a largo plazo	335
Fianzas y depósitos a largo plazo	34
Otro inmovilizado financiero	251
Total inmovilizado financiero	<u>1.218</u>

Las participaciones en sociedades puestas en equivalencia más significativas al 31 de diciembre de 2002 se detallan a continuación:

Sociedades	Valor neto de la inversión	Actividad	% de Participación	Millones de Euros				
				Capital	Reservas	Resultados 2.002	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. (1)	62	Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	24,99	84,10	140,10	73,74	(49,70)	62,00
PBBPolisur	21	Producción y comerc. pdtos. petroquímicos	28,00	59,12	256,60	(86,66)	-	64,14
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	56	Aprovisionamiento y/o logística de gas	20,00	274,09	37,87	(26,87)	-	57,02
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	53	Logística de productos derivados del petróleo	37,00	123,72	24,27	25,72	(4,43)	62,63
Inversora Dock Sud, S.A. (2)	-	Sociedad de cartera	42,86	105,66	(22,63)	59,56	-	61,11
Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.	10	Distribución de gas	20,50	47,32	104,10	22,40	-	35,63
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	17	Producción, comercialización pdtos. químicos	49,99	47,50	1,80	(1,90)	-	23,70
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	20	Logística de productos derivados del petróleo	33,50	16,14	25,18	26,25	(8,99)	19,62
Oleoducto Trasandino Argentino, S.A.	9	Construcción y explotación de oleoducto	18,00	55,81	5,28	11,69	-	13,10
Terminales Canarios, S.L.	11	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	50,00	20,82	1,10	0,42	-	10,79
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	8	Construcción y explotación de oleoducto	18,00	50,64	1,27	17,32	(6,74)	11,25
Gas Aragón, S.A.	2	Comercialización de gas	35,00	5,89	8,80	14,30	-	10,15
Asfaltos Españoles, S.A.	10	Asfaltos	50,00	8,50	8,20	1,50	-	9,10
Repsol Bronderslev A/S	8	Productos químicos	100,00	3,10	3,20	1,00	-	7,30
Kromschroeder, S.A.	1	Fabricación y comercialización de productos de gas	42,52	0,66	9,82	0,96	-	4,87
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	3	Aprovisionamiento y logística de gas	15,00	5,68	-	(0,59)	-	0,76
Hinia, S.A.	-	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	100,00	0,60	2,57	0,41	-	3,58
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	7	Transporte de gas natural						
Enagás	87	Aprovisionamiento y transporte de gas	9,83	358,10	405,68	110,07	(21,49)	83,81
Petroken Petroquímica Ensenada	56	Producción y comercialización ptos. petroquímicos						
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	24	Aprovisionamiento y/o logística de gas	25,00	132,81	(7,41)	(28,24)	-	24,29
Gasolineras Prats	4							
Angel Muñoa, S.L.	4							
Otras sociedades puestas en equivalencia	39							
	512							

(1) A 31 de diciembre de 2001 la participación del Grupo en CLH ascendía al 59,62%. Como consecuencia del acuerdo de venta de una participación del 18,55% firmado con Enbridge Inc., esa participación figura recogida en el epígrafe "Inversiones financieras temporales". (Ver Nota 10 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

(2) Esta Sociedad ha pasado a tener un patrimonio negativo en 2002. La participación del Grupo Repsol YPF en la misma está registrada en el epígrafe "Otras provisiones".

Las participaciones en sociedades no consolidadas a 31 de Diciembre de 2002 con un coste en libras superior a 4 millones de euros se detallan a continuación:

Sociedades	Valor neto de la Inversión (mill. Euros)	Actividad	% Participación	Millones de euros				
				Capital	Reservas	Resultado 2002	Dividendo a cuenta	Patrimonio Poseído
Oleoductos de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	14	Construcción de oleoductos	25,69	59,9	(0,9)	(2,0)		15
Polymed	7	Fabricación de poliolefinas	33,33	20,8	1,4	-	-	7
Termogaúcha-Usina Termelétrica, S.A.	14	Construcción y explotación de una central termoeléctrica de gas	26,00	47,6	7,8	-	-	14
Proyectos Integrados Energéticos, S.A.	12	Desarrollo de proyectos energéticos	50,00	24,0	(0,6)	0,8	-	12
Gasoducto del Pacífico Chile, S.A.	14	Transporte de gas natural	8,67	173,3	(3,3)	6,2	-	15
Otras Sociedades	25							
	86							

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. Estas inversiones han devengado un interés medio del 4,03% y 6,31% en 2002 y 2001, 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 2002:

Integración proporcional de Gas Natural SDG, S.A.

El Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., en la reunión celebrada el 14 de mayo de 2002, acordó vender un paquete de acciones de Gas Natural de SDG, S.A. representativas de hasta un 23% de su capital social, que se materializó en la enajenación de 102.988.486 acciones, pasando a tener una participación en la compañía del 24,042%. Esta operación se realizó a través de una Oferta Privada de Venta de Acciones a inversores institucionales residentes en España y no residentes, y fue liquidada el 23 de mayo.

Como consecuencia de esta transacción el Grupo Repsol YPF ha obtenido un beneficio bruto de 1.097 millones de euros (ver nota 18 de la memoria consolidada en el Anexo 1 de este Folleto) registrado en el epígrafe “resultados extraordinarios” de la cuenta de pérdidas y ganancias en la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto.

Simultáneamente a la reducción de la participación Repsol YPF y “la Caixa” suscribieron el 16 de mayo de 2002 una novación del acuerdo de accionistas celebrado con fecha de 11 de enero de 2000 por el que se ordenaban, entre otros, sus respectivos intereses accionariales en Gas Natural SDG, S.A. y su representación en los órganos de gestión de esta compañía.

La Junta General Extraordinaria de Gas Natural SDG, S.A. celebrada el 16 de diciembre de 2002 aprobó la nueva configuración del Consejo de Administración de la compañía, formado por doce miembros, cinco consejeros nombrados a propuesta de “La Caixa”, cinco más nombrados a propuesta de Repsol YPF y dos consejeros independientes a propuesta de ambos accionistas.

También el 16 de diciembre de 2002 “La Caixa” y Repsol YPF, S.A. firmaron un addendum a la novación del acuerdo de accionistas de 11 de enero de 2000, en cuya virtud se propondría a la próxima Junta General Ordinaria de Gas Natural SDG la modificación de los estatutos de la compañía con el fin de ampliar de doce a dieciséis el número de miembros del Consejo y poder nombrar así a cuatro consejeros independientes más, hasta un total de seis.

El 20 de junio de 2003, Repsol YPF y La Caixa han suscrito un segundo addendum a la novación del acuerdo de 11 de enero de 2000, en cuya virtud ambas partes han acordado lo siguiente:

- Incrementar a diecisiete el número de miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG (seis de los cuales seguirán siendo consejeros independientes) al objeto de incluir como consejero a Caixa de Catalunya, la cual ostenta, conjuntamente con

HISUSA Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A., un 8% del capital social de Gas Natural SDG.

- Proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG el nombramiento como consejero de Enrique Locutura Rupérez, Director Corporativo de Repsol YPF, con vistas a su posterior nombramiento como Consejero Delegado de Gas Natural SDG.
- Consensuar previamente a su sometimiento al Consejo de Administración de Gas Natural SDG el Plan Estratégico de Gas Natural, 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 adquisición de activos estratégicos de Gas Natural SDG.
- Incrementar a ocho el número de miembros de la Comisión Ejecutiva del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, 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 del Consejo, que también presidirá la Comisión Ejecutiva, y a los otros dos de entre los consejeros independientes.

Finalmente, la Junta General Ordinaria de Gas Natural SDG celebrada el 23 de junio de 2003 ha aprobado la nueva configuración del Consejo de Administración de la compañía, formado por diecisiete miembros, al que se incorpora un consejero en representación de Caixa de Catalunya y cuatro consejeros independientes más. El Consejo de Administración posterior a la Junta General Ordinaria aprobó el nombramiento de Enrique Locutura Rupérez como Consejero Delegado.

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 ha variado, 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 ha representado disminuciones 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 a 31 de diciembre de 2002.

Enajenación de CLH

En 2001 Repsol YPF junto con CEPSA y BP firmaron una promesa de compraventa con la compañía canadiense Enbridge Inc. sobre un 25% de las acciones de CLH. El contrato de compraventa definitivo se firmó el 1 de marzo de 2002, según el cual, Repsol YPF, S.A. y Petronor, S.A. vendieron un 14,59% y un 3,96%, respectivamente, de su participación en CLH.

Por esta razón desde el 31 de diciembre de 2001 CLH cambió su método de consolidación en el Grupo Repsol YPF pasando de integración global a puesta en equivalencia. A 31 de diciembre de 2001 el 41% del patrimonio neto de CLH se encontraba clasificado en el epígrafe “Inmovilizaciones financieras” (ver nota 6 de la memoria consolidada en el Anexo 1 de este Folleto), mientras que el porcentaje que se vendía (18,55%) se encontraba clasificado en el epígrafe “Inversiones financieras temporales” (ver nota 10 de la memoria consolidada en el Anexo 1 de este Folleto) del balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2001. Las operaciones realizadas por la sociedad hasta el cierre del ejercicio se incluyeron en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de 2001.

Esta venta se realizó 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. Entre estas medidas y con el fin de dar entrada a nuevos socios, se limita a un máximo del 25% la participación individual en el accionariado de CLH.

En cumplimiento de esta regulación, el Grupo Repsol YPF, Cepsa y BP durante 2002, además del descrito anteriormente, firmaron los siguientes contratos de compraventa de acciones de CLH (ver nota 18 de la memoria consolidada en el Anexo 1 de este Folleto):

- El 21 de junio, por el 5%, con la compañía canaria DISA Financiación, S.A.
- El 31 de julio, por el 5%, con la compañía CHINA Aviation Oil con sede en Singapur. En el Consejo de Ministros del 8 de noviembre fue aprobado el acuerdo por el que se autoriza a esta compañía, considerada pública, a ejercer los derechos políticos correspondientes al citado 5% adquirido.
- El 19 de noviembre, por el 5%, con la compañía Petrogal Española, S.A. con domicilio social en Madrid, sociedad perteneciente al grupo portugués de GALP Energía.

Los resultados extraordinarios registrados en el ejercicio 2002 por el conjunto de estas ventas ascendieron a 293 millones de euros.

En el contrato de compraventa firmado con Petrogal, se le concedió a esta compañía un derecho de opción de compra de CLH, que podía ejercitar hasta el 15 de diciembre de 2002. Aunque Petrogal no ejercitó este derecho en el plazo otorgado, el contrato especifica que si aún quedaran participaciones accionariales por vender, dispondría adicionalmente, hasta el día 30 de junio de 2003, de un derecho preferente para comprar el mismo porcentaje accionarial sobre el que los vendedores hubieran recibido una oferta privada de compra que

se propongan aceptar (con el límite del 5% del capital de CLH). Este derecho ha vencido sin que Petrogal lo haya ejercitado.

Al 31 de diciembre de 2002, de la participación que poseía el Grupo, el 25% se ha registrado en el epígrafe “Inmovilizado financiero”, mientras que el 6,79% restante dispuesto para la venta forma parte del epígrafe “Inversiones financieras temporales” (ver nota 10 de la memoria consolidada en el Anexo 1 de este Folleto).

En marzo de 2003 Repsol YPF, Cepsa y BP formalizaron la venta a Oman Oil Company del 10% de las acciones de CLH. Esta operación cierra el proceso de venta establecido en cumplimiento del Real Decreto 6/2000, al quedar la participación agregada del Grupo Repsol YPF reducida al 25% (un 5,33% a través de Petronor). El resultado extraordinario registrado por esta venta ha ascendido a 67,7 millones de euros aproximadamente.

Perímetro de consolidación

Las principales variaciones del perímetro de consolidación producidas en 2002 han sido:

- 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 SDG) se han consolidado 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 ha efectuado las siguientes operaciones con Iberdrola Energía, S.A.:
 - Ha enajenado 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 se consolidan por el método de integración global en Gas Natural con unos porcentajes del 86,6% y del 87% respectivamente. Los resultados extraordinarios registrados por esta operación ascendieron a 105 millones de euros.
 - Ha adquirido 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.
 - Ha adquirido 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 pasa 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 ha empezado a consolidar por integración global.

- En el mes de junio de 2002 Gas Natural ha enajenado un 59,1% del capital social de Enagas, S.A. Esta operación se enmarca en la Oferta Pública de Venta de Acciones realizada al amparo de lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/98 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, añadido por el artículo 10 del Real Decreto 6/2000 de 23 de junio, la cual establece que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagas, S.A. en una proporción superior al 35% del capital social o de los derechos de voto de la entidad. La parte correspondiente a Repsol YPF de los resultados procedentes de esta venta ascendió a 97 millones de euros.

En el ejercicio 2003 se continuará el proceso de desinversión de Enagas, S.A. del 5,9% del capital social hasta dejar la participación en el 35%, máximo permitido.

Hasta la fecha de venta 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 las anteriores sociedades se integran 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”) ha variado 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 ha registrado con cargo al resultado del ejercicio una provisión por la inversión que mantiene en GASA, reduciendo su valor neto contable a cero. El efecto en resultados por este concepto ha ascendido a 18,9 millones de euros.

Al 31 de diciembre de 2002, 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 han variado su método de consolidación en este ejercicio son Petroken Petroquímica Ensenada, S.A. (filial de YPF) que ha pasado de consolidarse por integración proporcional a puesta en equivalencia y Refap (sociedad participada por Repsol YPF Brasil, S.A.) que en 2002 se consolida por integración proporcional (en 2001 se consolidaba por puesta en equivalencia).

El efecto neto de los anteriores cambios del perímetro de consolidación de 2002 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 2002, tras las adquisiciones adicionales llevadas a cabo en el segundo semestre de 1999 y durante los ejercicios 2000 y 2001, la participación en YPF es del 99,04%.

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

A través de la adquisición de YPF, Repsol YPF consiguió un mayor equilibrio entre sus operaciones de upstream y downstream, situándose como una de las compañías líderes del mercado en América Latina, consiguió sinergias operativas y consolidó su situación financiera. Como parte de la estrategia de integración, Repsol YPF ha vendido activos no estratégicos en España, América Latina y Norte de África.

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 28 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
- Gas y electricidad

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.

Hace ya más de un año se puso en marcha RYS XXI. La integración entre Repsol e YPF había dado como resultado una empresa nueva y era preciso generar e implantar un nuevo modelo de gestión en el marco de una nueva cultura corporativa. Este nuevo modelo de gestión está basado 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.

A lo largo de todo este año se ha adecuado la estructura, lo que ha implicado adaptar las funciones y dimensión de las Áreas Estratégicas de Negocio, Direcciones Corporativas, Unidades de Negocio y Unidades de Servicio. Se han desarrollado e implantado nuevas prácticas y mecanismos de gestión homogéneos en todo el Grupo, materializados en la formalización de contratos de rendimiento y acuerdos de nivel de servicio, que constituyen la base para el despliegue de la Dirección por Objetivos; y se ha concluido la definición de un sistema integrado de información para la Dirección. Otro esfuerzo importante se ha orientado a conseguir una cultura con una mayor discusión y participación. De esta forma, los nuevos procesos de elaboración y aprobación de planes de negocio, contratos de rendimiento y acuerdos de servicio se han enfocado de forma muy participativa y abierta a nuevas ideas. Asimismo, se ha tratado de apalancar esta nueva cultura mediante la consolidación de comités como órganos de deliberación y apoyo a la toma de decisiones.

Con el objetivo de fortalecer la gestión de la Compañía, en noviembre de 2002, el Consejo de Administración de Repsol YPF aprobó por unanimidad el nombramiento de Ramón Blanco Balín como máximo responsable de la gestión operativa de la compañía, con la categoría de Vicepresidente Operativo (Chief Operating Officer). En abril de 2002, tras la aprobación por parte de la Junta General de Accionistas de la reincorporación al Consejo de Administración de Ramón Blanco Balín, en Consejo extraordinario celebrado después de la Junta, se aprobó el nombramiento del mismo como Consejero Delegado de Repsol YPF, puesto en el que desempeña las funciones de Chief Operating Officer de Repsol YPF.

La estructura de gestión corporativa es la siguiente: un Consejero Delegado, con las responsabilidades indicadas anteriormente, dos Vicepresidentes Ejecutivos, uno para Upstream y uno para Downstream el Chief Financial Officer y el Director Adjunto a Presidencia que dependen directamente del Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. (Ver capítulo VI.1.2 de este Folleto Continuado)

Limitaciones sobre ciertas operaciones.

De conformidad con la Ley 5/1995, de 23 de marzo, y con el Real Decreto 1525/1995, de 15 de septiembre, que habilitan al Gobierno para imponer limitaciones sobre aquellas transacciones que tengan por objeto determinadas compañías entonces controladas por el Estado, el Gobierno promulgó el Real Decreto 3/1996 de 15 de enero por el que se requiere la autorización administrativa previa del Ministerio de Industria y Energía para la adopción por Repsol YPF de los siguientes acuerdos sociales: (i) disolución voluntaria, escisión o fusión, (ii) sustitución del objeto social, (iii) enajenación o gravamen de reservas petrolíferas o de gas o instalaciones de refino localizadas en territorio nacional, de instalaciones de almacenamiento de gas natural, productos petrolíferos y oleoductos, así como instalaciones de envasado y almacenamiento de GLP, de que sean titulares Repsol YPF o determinadas empresas de su Grupo (Repsol Petróleo, Repsol Butano, Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, Petróleos del Norte, Repsol Investigaciones Petrolíferas y Repsol Exploración Alga), (iv) enajenación o gravamen de acciones o títulos representativos del capital titularidad de Repsol YPF en las sociedades participadas por Repsol YPF mencionadas en la cláusula (iii) de este párrafo.

Asimismo, está sometida al régimen de autorización administrativa previa la adquisición, directa o indirecta, incluso a través de terceros fiduciarios o interpuestos, de acciones de Repsol YPF o de cualquiera de las anteriores sociedades participadas 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 correspondiente. En las adquisiciones de participaciones sociales sin contar con la previa autorización administrativa en las que se rebase el límite anterior, el adquirente o adquirentes no podrán ejercer en ningún caso los derechos políticos correspondientes al exceso.

Serán nulos de pleno derecho los actos y acuerdos que no cuenten con la previa autorización administrativa cuando la misma sea preceptiva así como los acuerdos adoptados por cualquier órgano social, cuando para la constitución de éste o la adopción de aquellos hubiere sido necesario computar participaciones sociales cuya adquisición no cuente con la preceptiva autorización administrativa o cuyos derechos políticos no sean ejercitables.

El régimen de autorización administrativa aplicable a Repsol YPF tiene un plazo de vigencia de 10 años, contados desde el 6 de febrero de 1996.

El Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas ha declarado en sentencia de 13 de mayo de 2003 que la Ley 5/1995 es contraria a la libre circulación de capitales. El criterio del Tribunal manifestado en la referida sentencia, y en otras anteriores, no es contrario a la “golden share” en si misma considerada, pues la misma podría admitirse para defender el interés público siempre que tales medidas sean proporcionadas y no discriminatorias. En el caso español, el Tribunal declara que las normas que ampararían la denegación de la autorización administrativa nos son lo suficientemente detalladas, no pudiendo, por tanto, ser

consideradas proporcionadas. Sin perjuicio de lo anterior, el Tribunal reconoce el derecho del Reino de España para adoptar medidas que garanticen el suministro de hidrocarburos.

A la vista de la sentencia anterior, es presumible que la legislación española sea adaptada a las exigencias de la misma.

IV.1.2 Estrategia

Repsol YPF es una de las principales compañías integradas del sector del petróleo y el gas. Su vocación es la de ser líder en los negocios y áreas geográficas en los que concentra su actividad y en los que cuenta con un importante know-how y ventajas competitivas para beneficiarse de economías de escala y alcance, que son básicamente las que se detallan a continuación:

- La producción de crudo en América Latina, Norte de África y otras áreas geográficas en las que pudieran surgir oportunidades;
- La producción y el marketing de gas natural en América Latina;
- Los proyectos de gas natural licuado (GNL) en el Atlántico, el Pacífico, el Mediterráneo y el Golfo Pérsico;
- El negocio del downstream (refino, marketing y petroquímica) en el Sur de Europa y América Latina; y
- La distribución de GLP a nivel mundial.

Para poder desarrollar con éxito su estrategia, Repsol YPF tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- Conseguir un rápido crecimiento orgánico en términos de resultado neto y cash flow sobre la base de la reducción de costes y el desarrollo de proyectos capaces de generar caja y crecimiento, como son las actividades de exploración y producción en Trinidad y Tobago, Bolivia, Venezuela, Brasil, Libia y Argelia; las operaciones de midstream en el negocio de gas y electricidad; y el incremento de las capacidades de downstream para adecuarlas al crecimiento de los mercados en los que opera Repsol YPF.
- Reducir la exposición de Repsol YPF al riesgo en Argentina diversificando la producción en otras áreas, por ejemplo, a través de la adquisición de un 20% adicional de las reservas de BPRY Caribbean Ventures, LLC en Trinidad y Tobago, que se llevó a cabo en el mes de enero de 2003.
- Desarrollar la excelencia operativa a todos los niveles, dado que Repsol YPF considera que será la clave para mantener la rentabilidad de sus negocios maduros que generan un alto cash flow libre. Para conseguir este objetivo, Repsol YPF implementará medidas para incentivar la productividad y la reducción de costes, tales como los costes de exploración, desarrollo y producción en la actividad de upstream. Además, Repsol YPF

quiere mantenerse como una de las compañías de referencia en cuanto a tecnología en los negocios de refino y petroquímica con el apoyo del nuevo Centro Tecnológico de Móstoles.

- Fortalecer su situación financiera alcanzando y manteniendo una calificación crediticia “AA” para el Grupo o “A” si se excluyen las operaciones de Repsol YPF en Argentina o cualquier otro país que pudiera sufrir una crisis económica. Repsol YPF se esforzará para controlar y mantener sus ratios financieros en niveles consistentes con este objetivo de calificación crediticia, lo que espera que dotará a la Compañía de una mayor flexibilidad financiera para aprovechar las oportunidades de negocio que surjan o afrontar con garantías los shocks económicos que se pudieran producir en los países en que opera Repsol YPF.

IV.1.3 Marco Legal

ESPAÑA

Descripción general

El sector de Hidrocarburos en España está principalmente regulado por la Ley 34/1998 de 7 de octubre y por los Reales Decretos-Leyes 6/1999 y 6/2000, de 16 de abril de 1999 y 23 de junio de 2000, respectivamente, que han intensificado la competencia y liberalizado el sector.

Los precios de todos los productos petrolíferos están determinados actualmente por el mercado, excepto para el caso del gas natural y los GLP, que están sujetos en la mayoría de los casos a precios máximos. La propiedad de los activos del sistema de transporte y distribución de gas natural en España, ha sido transmitida por el Estado al sector privado. Tanto las entidades de la Unión Europea (UE) como las no pertenecientes a la UE pueden vender petróleo y productos petrolíferos en el mercado español sin restricciones de ningún tipo. De conformidad con el Real Decreto 664/1999, las inversiones españolas en el extranjero y las extranjeras en España están totalmente liberalizadas debiendo únicamente los titulares de las mismas declarar con carácter posterior a su realización dichas inversiones al Ministerio de Economía y Hacienda con una simple finalidad estadística, administrativa o económica.

El Estado es propietario de todos los recursos naturales existentes en el subsuelo español y otorga concesiones para la exploración y explotación de dichos recursos a aquellas empresas (incluyendo las de capital 100% extranjero) que cumplan determinados requisitos técnicos y financieros. Repsol Exploración S.A. (en adelante “Repsol Exploración”) es una de estas empresas.

Petróleo y productos petrolíferos

De acuerdo con la Ley 34/1998, el petróleo y los productos petrolíferos, incluida la gasolina y el gasoil, pueden ser vendidos a precios de mercado. La Ley 34/1998 impone a los titulares de instalaciones autorizadas de almacenamiento y transporte, tales como CLH, la obligación de permitir el acceso de terceros a sus instalaciones para la recepción, almacenamiento y transporte de petróleo y productos petrolíferos, en condiciones no discriminatorias y transparentes, a precios que deberán hacer públicos. Aunque la Ley 34/1998 permite al Estado fijar precios máximos para la recepción, el almacenamiento y el transporte de petróleo y productos petrolíferos, en caso de no existir un nivel de competencia adecuado, dichos

precios máximos no han sido fijados hasta la fecha y la dirección de Repsol YPF no espera que se impongan.

El Real Decreto 1728/1999, de 12 de noviembre, transpuso parcialmente la Directiva 98/70/CE, fijando las nuevas especificaciones de las gasolinas y gasóleos de automoción en dos tramos, unas aplicables desde el 1 de enero de 2000 y otras aplicables desde el 1 de enero de 2005. El Real Decreto 785/2001, de 6 de julio, ha anticipado al 1 de agosto de 2001 la prohibición de comercialización de gasolinas con plomo, a la vez que ha establecido las especificaciones de las gasolinas de sustitución, completando de esta manera la transposición de la Directiva 98/70/CE.

Participación en CLH; en virtud del Real Decreto-Ley 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede participar, directa o indirectamente, en el accionariado de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH) en una proporción superior al 25% del capital social o de los derechos de voto de la entidad. Asimismo, el citado Real Decreto-Ley establece que la suma de las participaciones directa o indirecta en CLH de entidades con capacidad de refino en España no podrá superar el 45%. Los derechos de voto correspondientes a las acciones que posean las personas que tengan una participación superior quedarán en suspenso. De conformidad con las exigencias del citado Real Decreto-Ley, CLH obtuvo la aprobación del Ministerio de Economía de su plan de actuaciones de desinversión. Al amparo de dicho plan Repsol YPF inició las negociaciones con compradores interesados en adquirir una participación en CLH.

En 2002 y 2003, Repsol YPF, junto con las otras entidades con capacidad de refino en España (Cepsa y BP), ha vendido acciones de CLH a las sociedades Enbrigde, DISA, Corporación Petrolífera, S.A., China Aviation Oil, Petrogal España, S.A. y Omán Oil Company, en cantidad igual al 50% del capital de CLH. Desde marzo de 2003, la participación de Repsol YPF en CLH ha quedado reducida al 25% (5,33% indirectamente a través de Petróleos del Norte), por lo que se cumplen las disposiciones del Real Decreto-Ley 6/2000.

Estaciones de Servicio; en virtud del Real Decreto-Ley 6/2000 los establecimientos que de conformidad con la normativa vigente tengan la consideración de gran establecimiento comercial y que se construyan con posterioridad a su entrada en vigor, incorporarán, al menos, una instalación para suministro de productos petrolíferos a vehículos. Asimismo se establece un mecanismo para la incorporación de dichas instalaciones en aquellos establecimientos existentes a la fecha de entrada en vigor del citado Real Decreto-Ley. 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.

Por último, 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. Repsol YPF espera que su participación en el mercado nacional se reduzca gradualmente hasta el año 2005 y que sus ventas de gasolina en España no aumenten de forma apreciable antes de junio de 2005.

Gases licuados del petróleo

Regulación de precios: De acuerdo con la Ley 34/1998, los precios del GLP serán determinados por el libre mercado una vez que el Ministerio de Industria y Energía determine que el nivel de competencia existente es adecuado. La liberalización de los precios del GLP envasado y canalizado no se espera que tenga lugar mientras que Repsol Butano S.A. (en adelante “Repsol Butano”) siga manteniendo una cuota significativa en dichos mercados. En julio de 1998, el Ministerio de Industria y Energía liberalizó los precios del GLP a granel y los del GLP vendido en bombonas de menos de 8 kg.

El Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprobaron medidas de liberación, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos, aprobó determinadas medidas dirigidas a permitir la comercialización de envases de GLP en estaciones de servicio y establecimientos comerciales. Asimismo, modificó la ley del IVA y la de impuestos especiales en relación con las entregas de GLP, y fijó el precio para los envases superiores o iguales a 8 kgs, así como el descuento mínimo aplicable en la venta de los citados envases cuando su comercialización se desarrolle en establecimientos comerciales y estaciones de servicio.

La Orden de 6 de octubre de 2000 del Ministerio de Economía estableció una nueva fórmula de determinación de precios máximos de ventas antes de impuestos del GLP en su modalidad de envasado para envases con capacidad igual o superior a 8 Kg, dejando sin efecto el precio máximo fijado por el Real Decreto-Ley 15/1999. En esta nueva fórmula se incluyen factores como la media de precios internacionales de GLP durante el año anterior a la fecha en la que se realiza la revisión y los costes de comercialización que se actualizarán anualmente.

Como consecuencia de la aprobación de la Orden Ministerial 640/2002, de 22 de marzo, los costes de comercialización máximos sobre el precio máximo que pueden ser repercutidos por kilogramo de GLP embotellado se incrementaron en un 12,9% hasta 0,317624 €/Kg.

La Ley 24/2001, de 27 de diciembre de 2001 de Medidas fiscales, administrativas y del orden social ha establecido que con efecto 1 de enero de 2002, el IVA aplicable al GLP envasado pase del 7% fijado en 1999 al tipo general del 16%.

Distribución: La Ley 34/1998 contempla la liberalización del suministro directo a usuarios finales de GLP. Mientras que anteriormente este suministro tenía lugar principalmente mediante reparto a domicilio, de acuerdo con la Ley 34/1998 el GLP puede ser vendido a través de una serie de puntos de venta, tales como estaciones de servicio y supermercados.

La Ley 34/1998 también prohíbe los acuerdos de distribución en exclusiva entre distribuidores y comercializadores. Dicha prohibición no se refiere a los acuerdos de exclusividad entre distribuidores y agentes a comisión que operen dentro de su red de distribución, siempre que dicha red distribuya GLP envasado a los hogares de consumidores finales. Por otra parte, la distribución de GLP a través de estaciones de servicio y otros canales de distribución alternativos no estará sujeta a acuerdos de exclusividad.

Como ya se ha expuesto, el Real Decreto Ley 15/1999 aprobó determinadas medidas dirigidas a permitir la comercialización de envases de GLP en estaciones de servicio y establecimientos comerciales.

Al objeto de adaptar los contratos de distribución de GLP a la Ley 34/1998 y a las recientes modificaciones de la normativa comunitaria, Repsol Butano realizó las modificaciones necesarias y presentó el 4 de diciembre de 2001 los nuevos contratos al Servicio de Defensa

de la Competencia con el fin de obtener la autorización del Tribunal de Defensa de la Competencia (pendiente) tras el informe preliminar del Servicio de Defensa de la Competencia, que ha resultado favorable a su autorización. Al mismo tiempo, los nuevos contratos están siendo propuestos a los distribuidores para su firma. La sustitución de los anteriores contratos por los nuevos sigue su marcha de acuerdo con lo previsto.

Gas Natural

Regulación de precios: La Ley 34/1998 distingue claramente entre actividades reguladas (regasificación, almacenamiento estratégico, transporte y distribución de gas natural), cuyo régimen económico y de funcionamiento ha de adaptarse a la Ley, y la comercialización, la cual se ejerce libremente y cuyo régimen económico es el determinado por las partes. Las sociedades que desarrollen actividades reguladas no pueden desarrollar actividades de comercialización de gas natural y viceversa.

Bajo la Ley 34/1998, el precio del gas natural vendido por Gas Natural en el mercado regulado a tarifas está sujeto a los precios máximos fijados por el Gobierno. En desarrollo del Real Decreto 949/2001, por el que se concretan los criterios y principios del nuevo marco retributivo de las actividades reguladas, se han dictado tres Ordenes Ministeriales de fecha 16 de enero de 2003, en las que se establecen las retribuciones concretas de los operadores regulados y los valores de las tarifas, peajes y cánones a percibir en las actividades reguladas de transporte y distribución.

La determinación de las tarifas, peajes y cánones procura asignar equitativamente los costes imputables a cada tipo de suministro de acuerdo con el nivel de presión, consumo y factor de carga y minimizar las distorsiones entre el sistema de suministro a tarifa y el suministro al mercado liberalizado.

Las tarifas de venta de gas natural al mercado regulado se componen principalmente de:

- el coste de la materia prima, indexado a crudo y productos petrolíferos de acuerdo con los suministros de gas natural asignados al mercado a tarifa.
- los costes de conducción (regasificación, transporte, almacenamiento y distribución).
- el coste de gestión de compraventa de gas por los transportistas.
- el coste de la actividad comercial de los distribuidores imputable a cada tarifa.
- la tasa de la CNE (Comisión Nacional de la Energía) y los costes del Gestor Técnico del Sistema.

Distribución: La Ley 34/1998 ha revocado las autorizaciones de las que eran titulares Enagas y Gas Natural para operar la red principal de gasoductos de transporte y distribución de gas natural, otorgando a Enagas y Gas Natural la propiedad de la misma. De acuerdo con dicho texto legal, el Gobierno no podrá autorizar la entrada de nuevos operadores en ninguna área de la red de distribución abastecida por Gas Natural durante el periodo más corto entre la vida remanente de la concesión originalmente otorgada o 15 años. El Real Decreto-Ley 6/1999 redujo este plazo a 10 años. Posteriormente, el Real Decreto-Ley 6/2000 lo ha vuelto reducir fijándolo en el 1 de enero de 2005 o hasta la vigencia de la concesión original, si el plazo es anterior a dicha fecha. Sin embargo, no existen restricciones en cuanto a la entrada de nuevos operadores en aquellas áreas abastecidas por la red de transporte.

La Ley 34/1998 también establece derechos de acceso de terceros para que los consumidores cualificados, comercializadores y transportistas puedan utilizar las instalaciones de Enagas y Gas Natural para la recepción, almacenamiento y transporte de gas natural de forma transparente y no discriminatoria, de acuerdo con unos peajes y cánones que deberán ser aprobados por el Gobierno. A la fecha de registro del presente Folleto, los peajes y cánones relativos al uso de estas instalaciones vienen reguladas por la Orden de Ministerio de Economía de 16 de enero de 2003.

De conformidad con el Real Decreto-Ley 6/2000, desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores, cualquiera que sea su consumo, tienen la consideración de cualificados, por lo que pueden elegir libremente suministrador de gas natural.

El Real Decreto 949/2001 regula el derecho de acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. Las disposiciones de este Real Decreto tienen por objeto, principalmente:

- a) Regular el funcionamiento del sistema gasista en lo que se refiere al derecho de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, determinando los criterios generales que deben regir el funcionamiento técnico del sistema, la retribución de las actividades reguladas (distribución, regasificación, almacenamiento estratégico y transporte), el sistema de tarifas, peajes y cánones, así como el procedimiento de liquidaciones.
- b) Garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los sujetos que actúan en el sistema, respetando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, viene a completar el marco normativo de las actividades relacionadas con el gas natural. Dicha normativa establece los requisitos relativos a la capacidad legal, técnica y económica que deben acreditar las empresas que deseen realizar las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural, así como los derechos y obligaciones de las mismas. Asimismo, se desarrollan todas las relaciones entre las empresas gasistas y los consumidores, como derechos de alta y de acometida, condiciones del contrato de suministro a tarifa, traspaso y subrogación de estos contratos y contratos en el mercado liberalizado, siendo especialmente relevante la regulación del procedimiento para cambiar de suministrador.

Por último el Real Decreto 1434/2002 modifica algunos preceptos del Real Decreto 949/2001 relativos al derecho de acceso de terceros a instalaciones gasistas, establece el procedimiento de autorización para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones y regula los procedimientos de inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas y en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización.

Propiedad de Enagas; De conformidad con lo establecido en el Real Decreto-Ley 6/2000, ninguna persona física o jurídica podría participar, directa o indirectamente en el accionariado de Enagas, S.A. (Enagas), en una proporción superior al 35% del capital social o de los derechos de voto de la entidad. Los derechos de voto correspondientes a las acciones que poseyeran las personas que tuvieran una participación superior quedarían en suspenso. En cumplimiento de dichas normas, Gas Natural ha vendido en junio de 2002, a través de una Oferta Pública de Acciones, el 59,1% del capital social de ENAGAS por un precio

aproximado de 917 millones de euros. Gas Natural tiene la intención de vender el 5,9% restante, hasta reducir su participación en Enagas al 35%, cuando las condiciones de los mercados de valores así lo aconsejen.

Asimismo, en virtud del Real Decreto-Ley 6/2000, las sociedades titulares de alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, como Enagas, deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte. También se designa a Enagas como Gestor Técnico del Sistema Gasista, responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, así como de la continuidad y seguridad del suministro de gas natural. Al objeto de cumplir con los anteriores requisitos legales, Enagas ha transmitido a Gas Natural todos sus activos relacionados con actividades de compra de gas, sus reservas de gas y otros combustibles, así como contratos de suministro de gas y de transporte marítimo.

Aplicación del gas procedente del contrato de Argelia; El Real Decreto-Ley 6/2000 establece que el 75% del gas natural suministrado por Sonatrach, la compañía estatal petrolera argelina, a través del gasoducto de El Magreb se asignará a Enagas que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifa (actualmente Enagas vende el 100% de dicho gas natural a los distribuidores). El 25% restante se asignará mediante un procedimiento transparente y no discriminatorio a los comercializadores (potenciales competidores de Gas Natural) para su venta a los consumidores cualificados. Dicho procedimiento de adjudicación aparece regulado en la Orden del Ministerio de Economía de 29 de junio de 2001. Cada comercializador no podrá acceder a más de un 25% del gas destinado al mercado liberalizado y podrá contemplarse la exclusión del mismo en función de la posición relativa en el mercado. A partir del 1 de enero de 2004, el gas natural procedente del gasoducto de El Magreb se aplicará preferentemente al suministro a tarifas y los excedentes, caso de existir, se aplicarían al mercado liberalizado por el procedimiento anterior.

Participación en el suministro de gas natural; Finalmente, el Real Decreto-Ley 6/2000 establece que a partir del 1 de enero de 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional. Durante el ejercicio 2002 Repsol YPF, a través de Gas Natural y Enagas, suministraba aproximadamente el 72% del gas natural consumido en España, sin embargo, Repsol YPF considera que las expectativas de crecimiento del mercado así como la incorporación de nuevos competidores reducirán la participación de Repsol YPF al 70% a lo largo de 2003.

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 respetando los derechos existentes de los titulares de los permisos de exploración y de las concesiones de producción. Dicha transferencia 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 si bien éstas podría tener lugar a lo largo del año 2003.

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 sancionados (siendo los más significativos el Decreto 214/2002 y el Decreto 310/2002 – ambos del Poder Ejecutivo Nacional). 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,
- 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: (i) préstamos que tengan como garantía hipotecaria la vivienda única, familiar y de ocupación permanente, originariamente convenidos hasta la suma de USD 250.000 y transformados a pesos; (ii) los préstamos personales, originariamente convenidos hasta la suma de USD 12.000 y transformados a pesos, y (iii) los préstamos personales con garantía prendaria originalmente convenidos hasta la suma de USD 30.000 y transformados a pesos. Las obligaciones establecidas en (i), (ii) y (iii) se actualizarán en función de la aplicación de un Coeficiente de Variación de Salarios (CVS) que confeccionará y publicará el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).
- 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 500.000, 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.

Regulación de la competencia.

La vigente Ley de Defensa de la Competencia (aprobada en 1999 y que sustituye a la anterior de 1980) prohíbe y sanciona los actos, conductas o prácticas relacionadas con la producción o intercambio de bienes o servicios que tengan por objeto o produzcan el efecto de limitar, falsear o distorsionar la competencia o constituyan abuso de posición dominante, de modo que pueda resultar perjuicio para el interés económico general.

Dicha norma, que como principal novedad respecto de la anterior, prevé un régimen de comunicación previa y autorización de determinadas operaciones de concentración

empresarial, entró en vigor con posterioridad a la oferta formulada por Repsol YPF en 1999 para la adquisición de acciones de YPF y por lo tanto, no se aplicó a la citada operación.

IV.1.4 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, y los acuerdos alcanzados por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) pueden afectar de forma directa a las cotizaciones internacionales y a la oferta disponible.

La volatilidad de los precios del crudo afecta a los resultados de la actividad de exploración y producción 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.

La adquisición de YPF ha supuesto para Repsol YPF una mayor exposición a los riesgos derivados de la volatilidad de los precios del crudo, dado el mayor peso que representa el negocio de exploración y producción en las actividades de esta compañía, si bien Repsol YPF considera que el mayor equilibrio en la contribución al resultado operativo de las actividades de “exploración y producción” y “refino y comercialización” reduce la volatilidad de sus 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 su resultado operativo sea menos volátil como consecuencia de la incorporación de YPF al Grupo.

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

	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
Precio medio del crudo Brent (dólares/barril)	17,97	28,50	24,46	25,02
Porcentaje de variación anual media	41,05%	58,60%	(14,17)%	2,29%

Seguidamente se recoge la evolución del precio del crudo en los primeros cuatro meses del ejercicio 2003.

	<u>01/2003</u>	<u>02/2003</u>	<u>03/2003</u>	<u>04/2003</u>	<u>05/2003</u>
Precio medio del crudo Brent (dólares/barril)	31,32	32,67	30,54	24,85	24,98
Porcentaje de variación	9,24	4,31%	(6,52)%	(18,63)%	0,52%

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 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 2002 y 2001 el 40,6% y el 40% , respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, fundamentalmente dedicados a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo el 47,3% y el 43% del resultado operativo de Repsol YPF a 31 de diciembre de 2002 y 2001, respectivamente, procedía de las actividades realizadas en dicho país.

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 N° 25.561 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.

Posteriormente, se emitieron diversas normas que introdujeron modificaciones adicionales a la nueva normativa vigente, cuyos aspectos principales a la fecha de aprobación de estas cuentas anuales, se resumen a continuación:

- a. La unificación del mercado de cambios en un mercado libre por el que se negociarán las operaciones de comercio exterior. Al 31 de diciembre de 2002, la cotización de un dólar estadounidense, cerró a 3,32 pesos por cada dólar estadounidense.

Asimismo, se requerirá hasta el 8 de agosto de 2003, autorización previa del Banco Central de la República Argentina ("BCRA") para efectuar transferencias de divisas al exterior en concepto de pago de ciertas deudas financieras y sus intereses y otros

similares. Sin embargo, el BCRA, ha flexibilizado algunos requisitos para la transferencia de divisas. Particularmente, en enero de 2003, se eliminó el requisito de autorización previa para realizar transferencias al exterior en concepto de pago de dividendos.

Los cobros de exportaciones de servicios y bienes correspondientes a embarques cuyo valor sea superior a 1 millón de dólares estadounidenses, excepto para los casos descritos más adelante, deberán ser liquidados en el mercado único y libre de cambios, en los plazos establecidos por la Secretaría de Industria y Comercio. Asimismo, los pagos al exterior de obligaciones financieras por capital, deberán contar, en los casos que corresponda, con la conformidad del BCRA, quedando exceptuados de dicho requerimiento, entre otros, ciertos contratos de prefinanciación, financiación y cobros anticipados de exportaciones y ciertas financiaciones por contratos cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos proveniente de exportaciones, para los cuales se admitirá la aplicación directa del cobro de exportaciones a la cancelación de los mismos, requiriéndose, en ciertos casos, conformidad del BCRA.

Adicionalmente, el Decreto N° 1589/89 del Poder Ejecutivo Nacional establece que los productores con libre disponibilidad de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados en los términos de la Ley N° 17.319 y decretos complementarios, y los productores que así lo convengan en el futuro, tendrán la libre disponibilidad del porcentaje de divisas proveniente de las exportaciones de petróleo crudo, derivados de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos, el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder al 70% de cada operación. Con fecha 27 de diciembre de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 2703/02, ratificó, a partir de dicha fecha, el límite del 70% como porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas para las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados. Adicionalmente, debido a que, durante el año 2002, diversos organismos de asesoramiento oficial han dictaminado que el derecho a que goza la industria hidrocarburífera en lo que respecta a la libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados, consagrado en el artículo 5 del Decreto 1589/89, habría sido implícitamente derogado por el nuevo régimen cambiario establecido por el Decreto 1606/02, la Sociedad obtuvo una medida cautelar por la cual se ordena al Poder Ejecutivo Nacional, al Ministerio de Economía y al Banco Central de la República Argentina abstenerse de dictar cualquier acto que afecte la libre disponibilidad de divisas de la que goza YPF en función del mencionado Decreto 1589/89. Publicado el Decreto N° 2703/02, YPF ha ampliado su demanda de aclaración para que sea resuelta cualquier duda que dicho precepto pudiera plantear.

b. La pesificación de los depósitos en dólares mantenidos en instituciones financieras del país al tipo de cambio de 1,40 pesos por cada dólar estadounidense y de todas las obligaciones financieras expresadas en dicha moneda, contraídas al 6 de enero de 2002 en el país, al tipo de cambio de 1 peso por cada dólar estadounidense. Los depósitos y ciertas deudas convertidos a pesos se actualizarán posteriormente por un "coeficiente de estabilización de referencia" ("CER") publicado por el BCRA, que se aplicará a partir del 3 de febrero de 2002, fecha de dictado del Decreto N° 214/2002, más una tasa de interés mínima para los depósitos y máxima para las obligaciones con el sistema financiero, establecidas por el BCRA.

c. La pesificación de todos los contratos privados 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 indicados en el punto b. Si por la aplicación de esta disposición el valor resultante del bien o prestación fuere superior o inferior al del momento del pago, cualquiera de las partes podrá solicitar un reajuste equitativo del precio.

d. La pesificación de las tarifas de los servicios públicos anteriormente pactadas en dólares y su posterior renegociación caso por caso dispuesta por la Ley de Emergencia Económica, que se ha postergado más allá de los plazos previstos inicialmente. Algunos servicios (incluyendo gas y electricidad) recibieron recientemente aumentos de tarifas dispuestos por Decreto del Poder Ejecutivo, a cuenta de los incrementos que surjan de la renegociación mencionada. Los aumentos son heterogéneos entre servicios y tipos de usuarios. Si bien el Decreto está vigente, los aumentos han sido cuestionados judicialmente.

e. La restricción a la libre disponibilidad de fondos depositados en las instituciones financieras y la suspensión por dos años de la ley de intangibilidad de los depósitos.

f. La creación de un régimen de retenciones a la exportación de hidrocarburos por cinco años, estableciéndose las alícuotas en un 5% para ciertos productos refinados y en un 20% para el petróleo. Durante el año 2002, fueron reducidas o eliminadas las retenciones a las exportaciones de determinados productos alcanzados originalmente.

g. La suspensión de la aplicación del apartado 5 del art. N° 94 y del art. N° 206 de la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, referidos a la disolución por pérdida del capital social o su reducción obligatoria, respectivamente, hasta el 10 de diciembre de 2003.

h. Finalizó el período de emergencia establecido en febrero del 2002, en el que quedaban suspendidas las ejecuciones judiciales y extrajudiciales, incluidas las hipotecarias y prendarias de cualquier origen que estas sean, ya sea para deudores en concurso preventivo como para el resto de deudores del sector privado. En el acuerdo firmado en enero entre el Gobierno Argentino y el Fondo Monetario Internacional, la Argentina se comprometió a no establecer nuevas medidas que afecten compulsivamente los derechos de los acreedores.

Según lo establece la citada Ley de Emergencia, la pérdida resultante de la aplicación del nuevo tipo de cambio sobre la posición neta de activos y pasivos en moneda extranjera al 6 de enero de 2002, será deducible en el impuesto a las ganancias a razón de un 20% anual durante los 5 ejercicios cerrados con posterioridad a la fecha de vigencia de la ley.

Como consecuencia de la devaluación en Argentina descrita, el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en España (ICAC) publicó al inicio de 2002 una regulación aplicable a las compañías españolas con intereses en este país. Siguiendo la misma, Repsol YPF decidió utilizar para elaborar los estados financieros de 2001 un tipo de cambio de 1,7 pesos por cada dólar (lo que implica una devaluación efectiva del 41,2%), para aquellos activos en Argentina cuya moneda funcional sea el peso (fundamentalmente asignados a negocios de Marketing, GLP y Gas Natural y Electricidad). Los activos asignados a negocios con moneda funcional dólar (Exploración y Producción, Refino y Química) no han sufrido devaluación como consecuencia de la pérdida de valor de la moneda argentina.

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

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

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

A 31 de diciembre de 2002 y 2001, los activos netos en Argentina correspondientes a negocios con moneda funcional dólar ascienden 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 ha supuesto 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 han registrado en 2002 y 1.450 en 2001.

El resultado neto del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2002 y 2001 se ha visto 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 del 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.

La recuperación de los principales indicadores económicos argentinos observada en los últimos meses del año 2002 se ha consolidado en los comienzos del 2003, después de la firma del acuerdo provisional alcanzado con el Fondo Monetario Internacional (FMI). Las salidas de capitales se han reducido, el tipo de cambio y los precios se han estabilizado, y los depósitos bancarios han crecido un 10% en el primer bimestre de 2003. La producción industrial, la construcción y el consumo de servicios públicos crecen al 4% mensual desde comienzos del año, lo que está llevando a los analistas a corregir al alza las previsiones anuales de crecimiento del PIB. En este marco de mayor actividad económica, el incremento de la recaudación de impuestos ha permitido cumplir con holgura las metas fiscales incluidas en el acuerdo con el FMI.

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

– Argentina tendrá que profundizar en la estabilización fiscal y en las reformas necesarias para conseguir una recuperación de la confianza de los inversores internacionales y nacionales. Sin esta confianza en el futuro a medio y largo plazo del país será muy difícil lograr tasas de crecimiento positivas de manera sostenible.

– Si bien el acuerdo alcanzado con el Fondo Monetario Internacional (FMI) prevé la adopción de medidas estructurales para apoyar la sostenibilidad a medio y largo plazo, el propio acuerdo señala que el mismo constituye sólo un primer paso y que se requerirá la aprobación de un programa más concreto y amplio para resolver los problemas económicos y estructurales de Argentina, estando prevista su negociación con el nuevo gobierno que surja de las elecciones.

En el plano económico, los principales riesgos son los siguientes:

- en un contexto de precios internacionales en alza, dificultades para acompañar esos aumentos en el mercado interno;

- dificultades para incrementar los precios nacionales del gas natural, que durante el año 2002 permanecieron congelados en su valor en pesos previo a la crisis;

- aumentos de impuestos (a las exportaciones y a las ventas internas de combustibles), para asegurar la estabilidad monetaria y fiscal;

- en un eventual escenario de ruptura del acuerdo con el FMI, podría aumentar el tipo de cambio y profundizarse las restricciones existentes a las transacciones financieras con el exterior.

En el plano político, la transición impone riesgos adicionales tras la victoria de Néstor Kirchner en las elecciones generales celebradas en el mes de mayo de 2003. Si bien el señor Kirchner ha manifestado su voluntad de continuar las actuales negociaciones con el FMI, una eventual ruptura de dichas negociaciones podría bloquear la capacidad de financiación internacional de Argentina y, por tanto, limitar las posibilidades del nuevo gobierno para implantar las reformas necesarias para restablecer la estabilidad, la confianza y el crecimiento económico.

Estos aspectos podrían, en su caso, tener una influencia significativa sobre el entorno económico y regulatorio futuro de las operaciones del Grupo en Argentina. Los efectos correspondientes serán reconocidos, en su caso, en el momento en que los Administradores del Grupo tomen conocimiento de los mismos.

No obstante lo anterior, considerando la evolución de la situación económica en Argentina, tanto actual como previsible, y el desarrollo regulatorio que finalmente se ha venido efectuando y el que se espera que razonablemente se pueda producir en un futuro inmediato, así como el resultado de las operaciones desarrolladas por el Grupo en Argentina durante 2002, los Administradores manifiestan que, en su entendimiento, no es probable que se puedan adoptar medidas o que ocurran hechos que pudieran tener un impacto adverso significativo sobre las operaciones del Grupo en Argentina. En todo caso, en opinión de los Administradores, las cuentas anuales adjuntas recogen todos los hechos y efectos

significativos de la situación económica y regulatoria vigente a la fecha de su formulación, por lo que las consecuencias que, en su caso, podrían derivarse de la evolución futura de los aspectos mencionados en el párrafo anterior, no deberían afectar a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2002 adjuntas.

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 operaciones de Repsol YPF están sujetas a una amplia regulación en diversas áreas

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*, 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 Libia o Irán. 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

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, 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.

Riesgo de tipos de cambio

Los resultados de las operaciones de Repsol YPF están expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio porque registra sus estados financieros en euros, mientras que una parte importante de sus ingresos y algunos de sus gastos están denominados en dólares. Aproximadamente el 33,38%, el 40,83% y el 38,28% de las ventas totales de 2002, 2001 y 2000, 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.

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. A 31 de diciembre de 2002, el 85,4% de la deuda neta 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).

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. 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.

Las diferencias de cambio netas recogidas en las cuentas de resultados correspondientes a los ejercicios 2002, 2001 y 2000 han supuesto un resultado negativo de 36, 239 y 41 millones de euros, respectivamente.

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

	Dólares por Euro									
	1999	2000	2001	2002	Enero 2003	Febrero 2003	Marzo 2003	Abril 2003	Mayo 2003	Junio 2003
Medio período	1,06	0,92	0,89	0,93	1,06	1,07	1,08	1,08	1,15	1,17
Cierre	1,01	0,93	0,89	1,05	1,07	1,08	1,09	1,11	1,18	1,14

En el capítulo V.23 10) se describen las operaciones realizadas por Repsol YPF para cubrir este riesgo.

Riesgo tipo de interés

Del total de la deuda financiera, que a 31 de diciembre de 2002 ascendía a 12.272 millones de euros, 6.205 millones de euros correspondía a deuda a tipo de interés fijo cuyo valor de mercado fluctúa de acuerdo con las variaciones de los tipos de interés.

El siguiente cuadro muestra, a 31 de diciembre de 2002, el detalle de la deuda financiera y las participaciones preferentes, por divisa, tipo de interés y vencimiento:

31 diciembre 2001	VENCIMIENTO							Valor de mercado
	2003	2004	2005	2006	2007	Años siguientes	Total	
	(millones de euros)							
Deuda a tipo fijo								
Dólares	-	380	1.598	-15	293	133	2.388	2.794
Tipo interés medio	-	7,80%	7,37%	7,55%	7,67%	8,70%		
Euros	-	1.744	19	750	-	1.302	3.815	3.738
Tipo interés medio	-	3,77%	5,35%	5,75%	-	6,08%		
Otras divisas	-	1	-	-	-	-	1	0,80
Tipo interés medio	-	0,00%	-	-	-	-		
Deuda a tipo variable								
Dólares	1.398	79	602	82	62	244	2.468	2.468
Euro	2.545	129	270	110	423	-	3.478	3.478
Otras	56	5	45	1	3	11	<u>121</u>	121
Total deuda financiera							<u><u>12.272</u></u>	
Participaciones Preferentes								
Dólares	-	-	-	-	-	691	691	-
Euros	-	-	-	-	-	3.000	<u>3.000</u>	-
							<u><u>15.963</u></u>	

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.

En diciembre de 1997, Repsol YPF llevó a cabo una estrategia de venta de opciones sobre un swap de tipo de interés (swaption) no negociadas en mercados organizados, que reflejaba la opción implícita subyacente en la emisión de participaciones preferentes de amortizar anticipadamente la citada emisión. De acuerdo con esta operación, Repsol YPF vendió un derecho, ejercitable desde el 21 octubre de 2002 hasta el 21 octubre de 2007, sobre un nocional de 725 millones de dólares, para realizar un swap de tipos de interés en virtud del cual Repsol YPF pagaría un tipo fijo del 7,45% trimestral desde la fecha efectiva de ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2027 y recibiría un interés trimestral correspondiente al Libor a tres meses más un margen de 0,45% durante el mismo período antes indicado (Swaption). La prima recibida por la venta de esta opción sobre tipos de interés, que ascendió a 78 millones de dólares, se registró como ingresos a distribuir en varios ejercicios (ver Nota 13 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), se amortizaba a lo largo de la duración del contrato, registrándose como ingreso financiero en la cuenta de resultados.

En octubre y noviembre de 2002 los compradores de la opción han ejercitado su derecho a realizar la operación swap antes descrita. A partir de dicha fecha, Repsol YPF ha transformado este swap en otro de nominal 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. Esta adaptación tanto del nominal como de los tipos de interés y los flujos de dólares y euros ha permitido a Repsol YPF aplicarlo como instrumento de cobertura de los flujos de caja generados por las emisiones de participaciones preferentes en euros. (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).

Como resultado de estas operaciones el Grupo ha registrado un gasto financiero neto en el ejercicio 2002 de 87 millones de euros, que recoge la puesta a valor de mercado del swap a la fecha de inicio de la cobertura, minorado por el importe de la prima que se encontraba pendiente de amortizar.

La compañía mantiene la opción de cancelación anticipada de la emisión de participaciones preferentes.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital ha realizado 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).

En relación con la primera de estas emisiones, Repsol YPF ha llevado a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés, no negociada en mercados organizados, sobre un nocional de 1.000 millones de euros de acuerdo con las siguientes características:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual pagaría Euribor a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2001, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.
- Repsol YPF ha adquirido un derecho en virtud del cual pagaría Euribor a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

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

Asimismo en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF ha llevado a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés sobre un nocional 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. (Ver Nota 12 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual pagaría Euribor a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con periodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 30 de diciembre de 2011.
- Repsol YPF ha adquirido un derecho en virtud del cual pagaría Euribor a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con periodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de 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.

Riesgo de crédito

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	8/02/02	P2	25/09/01
Standard & Poors	BBB	3/06/03	A2	3/06/03
Fitch Ibca	BBB	24/04/03	F3	24/03/03

Las escalas de calificaciones de deuda a largo plazo empleadas por Moody's, Standard & Poors y Fitch Ibca son las siguientes:

Categoría de inversión

<u>Standard & Poors</u>	<u>Fitch Ibca</u>	<u>Moody's</u>
AAA	AAA	Aaa
AA	AA	Aa
A	A	A
BBB	BBB	Baa

Categoría especulativa

<u>Standard & Poors</u>	<u>Fitch Ibca</u>	<u>Moody's</u>
BB	BB	Ba
B	B	B
CCC	CCC	Caa
CC	CC	Ca
C	C	C
D	DDD	
	DD	
	D	

Los bonos bajo la calificación BBB/Baa son considerados como obligaciones de grado medio. Los bonos BBB/Baa tienen parámetros adecuados de protección. El pago de intereses y principal son adecuados en el presente pero condiciones económicas adversas o un cambio de circunstancias pueden debilitar la capacidad del emisor para hacer frente a sus obligaciones de pago.

Standard & Poors y Fitch Ibca aplican los signos + ó - para indicar la posición relativa dentro de las categorías AA hasta CCC.

Moody's aplica modificadores numéricos dentro de cada categoría desde Aa hasta B, siendo el número 1 el que indica la banda superior y el 3 la banda inferior.

Además del rating específico y de los modificadores (numéricos o de signo) indicados en los párrafos anteriores, las agencias de rating pueden asignar una perspectiva de acuerdo con el siguientes detalle:

- estable
- negativa (* -)
- positiva (* +)

Actualmente, la perspectiva de Repsol YPF para Moody's es negativa y según Fitch Ibcá y Standard & Poors es estable.

Las escalas de calificaciones de deuda a corto plazo empleadas por Moody's, Standard & Poors y Fitch Ibcá son las siguientes:

Categoría de inversión

<u>Standard & Poors</u>	<u>Fitch Ibcá</u>	<u>Moody's</u>
A1+	F1+	P1
A1	F1	P2
A2	F2	P3
A3	F3	Baa

Categoría especulativa

<u>Standard & Poors</u>	<u>Fitch Ibcá</u>	<u>Moody's</u>
B	B	-
C	C	-
D	D	-

Los bonos bajo el rating P2/F2 tienen buena calidad crediticia y capacidad satisfactoria para repagar las obligaciones a corto plazo, sin embargo, el margen de seguridad no es tan alto como en ratings superiores.

Los bonos con el rating A3 tienen parámetros adecuados de protección, sin embargo, circunstancias adversas pueden debilitar la capacidad para hacer frente a los pagos por parte de emisor.

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 2002, la liquidez total disponible asciende a 6.233 millones de euros que corresponden a 2.580 millones de euros de líneas de crédito no dispuestas, de las cuales 1.662 millones vencen a finales de 2003 y los 918 millones restantes a partir del 2003, y a 3.653 millones de euros en tesorería y otras inversiones financieras líquidas. En mayo de 2003, el 85% de las líneas de crédito de Repsol YPF vencían con posterioridad al 2003.

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.

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 2002 el 94,9% de las reservas probadas estaban ubicadas en Latinoamérica y un 4,7 en el Norte de Africa y Oriente Medio. Las reservas y la producción de hidrocarburos en estos países están sujetos 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.

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.1.5 Situación del mercado

La inestabilidad política que ha predominado en los mercados en los últimos años, incluyendo el mercado energético, ha continuado durante el ejercicio 2002. En particular, la demanda global de crudo ha permanecido prácticamente al mismo nivel que hace dos años, si bien en 2002 esta situación se ha visto acompañada por precios altos poco habituales en períodos de recesión económica.

El precio medio del barril para los crudos de referencia Brent y West Texas Intermediate durante el 2002 fueron de 25.0 y 26.2 dólares por barril, respectivamente, prácticamente iguales a los mantenidos durante el 2001.

La industria petrolífera mundial se ha caracterizado en 2002 por inversiones reducidas en los países de la OPEP, inversiones en upstream en áreas de alto coste pero políticamente más estables y una política de cuotas por parte de la OPEP encaminada a mantener los altos precios del crudo. En 2001, esta situación benefició principalmente a los países que formaban la antigua Unión Soviética, que han gozado de creciente rentabilidad de las actividades de upstream.

Los líderes del mercado de hidrocarburos están rectificando sus estrategias expansionistas de los últimos ejercicios recortando sus objetivos de producción y vendiendo las inversiones menos rentables de sus carteras de upstream.

La actividad de refino, especialmente en Europa y Estados Unidos, se ha deteriorado en comparación con el ejercicio 2001 debido a los menores márgenes de refino alcanzados en 2002 como consecuencia de los altos precios del crudo y la escasez de demanda propia de períodos de recesión.

Durante el ejercicio 2002 la industria petroquímica ha registrado bajos márgenes internacionales propios del ciclo bajo, similares a los obtenidos en 2001, con dos fases de evolución: hasta el tercer trimestre, los márgenes crecieron como consecuencia de la reposición de stocks por parte de los clientes y durante el último trimestre de 2002, descendieron debido a la contracción de la demanda internacional causada por la incertidumbre creada por los escándalos financieros de compañías de primera línea en Estados Unidos, la caída del mercado de stocks y la posibilidad de guerra en Irak.

La actividad creció en el sector del gas natural y la electricidad como se esperaba. Ha sido especialmente destacable el desarrollo del mercado del gas natural licuado (GNL) debido a la adjudicación y comienzo de nuevos proyectos de exportación, el desarrollo de nuevas unidades de regasificación, la apertura de nuevos mercados en Asia y el incremento de los contratos de contado (spot) y a corto plazo.

Otras actividades secundarias, como la electricidad, se han financiado con los excedentes de fondos procedentes de las actividades estratégicas, de forma que la importancia relativa de estas actividades secundarias ha disminuido durante el ejercicio 2002.

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 2000, 2001 y 2002.

CUADRO 1

DATOS FINANCIEROS DEL GRUPO REPSOL YPF

	Millones de euros				
	2.000	2001	2002	% 01/00	% 02/01
1. RESULTADOS CONSOLIDADOS					
Ingresos operativos	45.742	43.653	36.490	(4,57)%	(16,41)%
Resultado operativo	6.242	4.920	3.323	(21,18)%	(32,46)%
Carga financiera neta	(1.300)	(1.352)	(786)	4,0%	(41,86)%
Otros ingresos y gastos	(617)	(1.065)	295	72,61%	-
Impuestos	(1.408)	(988)	(564)	(29,83)%	(42,91)%
Beneficio consolidado del ejercicio	2.917	1.515	2.286	(48,06)%	50,89%
Resultado atribuido a socios externos	(488)	(490)	(334)	0,41%	(31,84)%
Beneficio sociedad dominante	2.429	1.025	1.952	(57,80)%	90,44%
Nº de acciones medias	1.198.147.478	1.220.863.463	1.220.863.463		
Beneficio por acción ordinaria (Bpa) ⁽¹⁾	2,03	0,84	1,60		
Dividendo por acción ordinaria (D) ⁽¹⁾	0,50	0,21 ⁽³⁾	0,31		
% D / Bpa (Pay-out)	25,1%	25,0%	19,4%		
Rentabilidad Fondos Propios Medios (ROE) ⁽⁴⁾	17,6%	6,9%	13,9%		
Rentabilidad Activo Neto Medio (ROA) ⁽⁵⁾	9,3%	4,5%	6,5%		
Cash - Flow Total ⁽²⁾	6.302	5.729	4.823	(9,09)%	(15,81)%
Inversiones	6.118	4.816	2.753	(21,28)%	(42,84)%
2. BALANCE CONSOLIDADO					
Inmovilizado	34.880	33.525	22.739	(3,88)%	(32,17)%
Fondo Comercio consolidación y otros	5.214	5.113	3.617	(1,94)%	(29,26)%
Capital Circulante	4.336	6.580	6.156	51,75%	(6,44)%
ACTIVO NETO (6)	44.430	45.218	32.512	1,77%	(28,10)%
Fondos Propios	15.143	14.538	13.586	(3,99)%	(6,55)%
Socios Externos	3.522	6.591	4.223	87,14%	(35,93)%
Provisiones, otros pasivos y otros acreedores	3.692	3.038	2.431	(17,71)%	(19,98)%
Deudas financieras	22.073	21.051	12.272	(4,63)%	(41,70)%
Activo circulante financiero/Acreedores a corto plazo	14,2%	32,0%	50,0%		
Activo circulante/Acreedores a corto plazo	80,29%	92,49%	124,14%		
Deudas financieras /Activo Neto	49,7%	46,6%	37,7%		
Endeudamiento neto /(F. Prop. + S. Externos)	109,29%	78,35%	41,96%		
Deudas financieras a corto plazo / Deudas financieras	32,56%	35,93%	32,59%		

- (1) Los datos correspondientes al ejercicio 2000 se han calculado considerando que el número de acciones hasta el 5 de septiembre de 2000 fueron de 1.188.000.000; 1.212.342.464 acciones desde el 6 de septiembre hasta el 7 de septiembre de 2000; 1.220.508.578 acciones desde el 7 de septiembre hasta el 14 de diciembre de 2000 y 1.220.863.463 acciones desde el 15 de diciembre de 2000. El capital social en 2001 y 2002 está compuesto por 1.220.863.463 acciones.
- (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 2002 recoge la propuesta del Consejo de Administración, que ha sido aprobado en la Junta General de Accionistas que se ha celebrado el 4 de abril de 2003.
- (4) Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) = (Resultado neto/fondos propios medios)
- (5) Rentabilidad sobre activos (ROA) = (Resultado neto + minoritarios + gastos financieros después de impuestos/activo medio)
- (6) 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.

CUADRO 2

MAGNITUDES OPERATIVAS DEL GRUPO REPSOL YPF

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
<u>RESERVAS DE CRUDO</u> ⁽¹⁾			
En España	7.174	6.962	4.242
En Argentina	1.571.535	1.487.696	1.399.601
En resto Latinoamérica	330.014	378.478	420.165
En resto del mundo	469.748	421.852	194.688
TOTAL	2.378.471	2.294.988	2.018.696
<u>RESERVAS DE GAS</u> ⁽²⁾			
En España	2.755	0	0
En Argentina	10.653.460	10.122.647	9.431.883
En resto Latinoamérica	2.529.808	7.475.622	8.395.829
En resto del mundo	1.208.717	994.294	378.067
TOTAL	14.394.740	18.592.563	18.205.779
<u>PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS</u> ⁽³⁾			
En España	3.949	2.244	2.647
En Argentina	275.437	262.430	261.293
En resto Latinoamérica	28.425	47.792	71.522
En resto del mundo	69.177	57.878	29.644
TOTAL	376.988	370.344	365.106
<u>CAPACIDAD DE REFINO</u> ⁽⁴⁾			
En España	740	740	740
En Argentina	364	334	334
En resto	102	102	160
TOTAL	1.206	1.176	1.234
<u>CRUDO PROCESADO</u> ⁽⁵⁾			
En España	32,9	32,3	31,9
En Argentina	16,0	14,5	15,2
En resto	3,7	4,2	5,7
TOTAL	52,6	51,0	52,8
<u>NUMERO ESTACIONES DE SERVICIO</u>			
En España	3.731	3.704	3.653
En Argentina	2.770	2.018	1.940
En resto Latinoamérica	653	811	906
En resto del mundo	96	103	130
TOTAL	7.250	6.636	6.629
<u>VENTAS PRODUCTOS PETROLÍFEROS</u> ⁽⁶⁾			
En España	25.178	25.641	26.785
En Argentina	11.197	8.550	8.001
En resto del mundo	15.080	15.491	15.305
TOTAL	51.455	49.682	50.091
<u>VENTAS PRODUCTOS PETROQUÍMICOS</u> ⁽⁶⁾			
Por zonas:			
En España	1.111	1.148	1.257
En Argentina	393	632	539
En resto	1.308	1.595	1.730
TOTAL	2.812	3.375	3.526
Por tipos:			
- Básicos	818	712	723
- Derivados	1.994	2.663	2.803
TOTAL	2.812	3.375	3.526

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
<u>VENTAS DE GLP</u> ⁽⁶⁾			
En España	2.247	2.102	2.030
En Argentina	391	363	342
En resto Latinoamérica	509	696	783
En resto del mundo	<u>83</u>	<u>84</u>	<u>81</u>
TOTAL	3.230	3.245	3.236
<u>VENTAS DE GAS NATURAL</u> ⁽⁷⁾			
En España	16,32	16,92	18,52
En Argentina	2,48	2,26	2,22
En resto Latinoamérica	2,83	3,48	4,45
En resto del mundo	<u>0,94</u>	<u>1,10</u>	<u>1,68</u>
TOTAL	22,6	23,8	26,9

- (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 el ejercicio 2002 incluye el 30% de la capacidad de la refinería de REFA P (Brasil) y el 50% de la capacidad de la refinería de Refinor (Argentina)
(5) Millones de toneladas equivalentes de petróleo. La información para el ejercicio 2002 incluye el 30% de REFAP (Brasil) y el 50% de Refinor (Argentina)
(6) Miles de toneladas
(7) Billones de metros cúbicos. Incluye el 100% de los volúmenes de ventas reportados por Gas Natural. 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 en base al 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 de los ejercicios 2001 y 2000 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.

En el ejercicio 2002 los ingresos operativos han ascendido a 36.490 millones de euros, lo que ha supuesto un descenso del 16,4% con respecto a los 43.653 millones de euros registrados en 2001. Este descenso refleja principalmente la pesificación de los contratos de gas en Argentina y el descenso de los márgenes de refino que se han situado en el ejercicio 2002 en los niveles más bajos de la última década. Este descenso se ha visto parcialmente compensado por los mayores volúmenes de ventas de gas natural, especialmente en España. Los ingresos operativos se han visto afectados, al igual que en el ejercicio pasado, por una contracción en la demanda en Argentina como consecuencia de la crisis económica.

Los resultados operativos en el ejercicio 2002 han ascendido a 3.323 millones de euros, comparados con 4.920 millones de euros en 2001. Los resultados operativos se han visto negativamente afectados por el descenso de los márgenes de refino, el efecto de la crisis en Argentina y la desconsolidación de Gas Natural. Los precios de realización del crudo y el gas descendieron tanto por la mayor proporción de crudos pesados en la producción de Repsol YPF como consecuencia de la venta de los activos de Indonesia, como por la mayor proporción de gas en la producción. El resultado operativo se ha visto igualmente afectado por la desconsolidación de CLH y la venta de activos en Indonesia. Este descenso se ha visto parcialmente compensado por la reclasificación de 150 millones de euros por impuestos pagados en Dubai y Argelia del resultado operativo a la línea de gasto por impuestos de la cuenta de resultados.

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

El resultado neto en el ejercicio 2002 se ha visto 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 han continuado estrechándose mientras que los márgenes comerciales reflejan sus niveles históricos. En Argentina, tanto los márgenes de refino, como los comerciales han experimentado 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 han visto afectadas por los cambios en el perímetro de consolidación, así como por la crisis en Argentina. Además, ha tenido un efecto favorable sobre el resultado neto la venta del 23% de Gas Natural y el 29,67% de CLH.

En el año 2001 los ingresos operativos ascendieron a 43.653 millones de euros, lo que supuso una disminución del 4,6% respecto de las cifras del ejercicio 2000. Esto se debió en parte a una caída de los precios del crudo que también ha afectado negativamente a los precios de los productos refinados. Este descenso en los precios se vio parcialmente compensado por un mayor volumen de ventas de GLP en Latinoamérica y de gas natural en España. Los ingresos operativos también se vieron afectados por una contracción en la demanda en Argentina como consecuencia de la crisis económica.

El resultado operativo acumulado a diciembre de 2001 ascendió a 4.920 millones de euros frente a los 6.242 millones de euros del mismo período del año 2000 lo cual representaba una reducción del 21,18% respecto al año 2000. El cash-flow ascendió a 5.729 millones de euros frente a los 6.302 millones de euros del año 2000.

El beneficio neto atribuible fue de 1.025 millones de euros, un 57,8% inferior al registrado en 2000. En términos de beneficio por acción, se pasó de 2,03 euros en el año 2000 a 0,84 euros por acción en 2001.

En el año 2001 los resultados de Repsol YPF se vieron afectados por la crisis de Argentina y por un importante descenso de los precios de los crudos de referencia. Los márgenes de refino también siguieron una evolución descendente a lo largo del año, particularmente en España. Los márgenes comerciales, sin embargo, se mantuvieron en unos niveles normales tras la caída que sufrieron a lo largo del año 2000. En el área química los resultados se vieron afectados por la debilidad de los márgenes internacionales que se mantuvieron en un entorno de ciclo bajo. Finalmente, los resultados en el área de gas y electricidad continuaron su crecimiento debido fundamentalmente al incremento de ventas en el sector doméstico/comercial, tanto por el mayor número de clientes como por las menores temperaturas del ejercicio comparadas con el año anterior.

Repsol YPF ha realizado en 2002 y 2001 ajustes al resultado neto, como consecuencia de la crisis en Argentina, por un importe de 188 y 957 millones de euros, respectivamente.

Carga Financiera Neta.

El resultado financiero negativo registrado en el ejercicio 2002 ha ascendido a 786 millones de euros, lo que supone una disminución de un 41,9% frente a los 1.352 millones de euros del ejercicio 2001. Este descenso refleja la reducción del coste medio de la deuda pagado en el 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 reflejan 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 2002 se ha reducido 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 ha debido en parte al cambio de método de consolidación de la deuda financiera 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 ha situado en el 29,2% frente al 42,9% de finales del año 2001.

El resultado financiero negativo del ejercicio 2001 aumentó un 4% hasta los 1.352 millones de euros desde los 1.300 millones de euros de resultado financiero negativo del ejercicio 2000. Estos resultados negativos reflejaba 189 millones de euros por diferencias de cambio originadas por la financiación denominada en dólares de los activos en Argentina con moneda funcional peso así como otras pérdidas en otra moneda extranjera por 72 millones de euros derivados de transacciones comerciales. Sin considerar el efecto de las diferencias de cambio antes mencionado el coste del endeudamiento hubiera sido de 1.163 millones de euros, un 15% inferior a los 1.398 millones de euros del año 2000. El coste medio de la deuda pagado en el año 2001 fue del 6,18% frente al 7,4% del ejercicio 2000. La deuda media en el año 2001 aumentó hasta 19.056 millones de euros desde 18.702 millones de euros correspondientes al año 2000. Las pérdidas en moneda extranjera en el año 2001 ascendieron a 261 millones de euros, comparadas con los 41 millones de euros en el ejercicio 2000, incluyendo la provisión de 189 millones de euros antes mencionada.

La deuda financiera neta al final del año 2001 se situó en 16.555 millones de euros frente a los 20.399 millones de euros del ejercicio anterior.

La reducción de la deuda neta, cuyo movimiento se recoge en el epígrafe V.3 “Endeudamiento neto y liquidez del Grupo Repsol YPF consolidado” de este Folleto, se debió fundamentalmente a:

- Las emisiones de participaciones preferentes que tuvieron lugar a lo largo del ejercicio 2001, por un importe neto de 2.780 millones de euros. Dichas participaciones, dado su carácter perpetuo y subordinado, se reflejan en el balance de la Compañía bajo el epígrafe de accionistas minoritarios.
- El acuerdo alcanzado para la venta del 18,55% de nuestra participación en CLH que supuso, ya en el cuarto trimestre de 2001, la desconsolidación de la deuda financiera de CLH (159 millones de euros) y la reclasificación del valor en libros de la inversión (48 millones de euros), que pasó a tener la consideración de activo financiero líquido, quedando pendiente de registrar la plusvalía obtenida hasta el momento efectivo de la venta (01/03/2002).

- El acuerdo alcanzado para la venta de los activos de exploración y producción en Indonesia que originó asimismo la reclasificación del valor en libros de la inversión, con un efecto sobre la deuda neta reportada de 559 millones de euros.

El ratio de endeudamiento neto sobre capitalización a 31 de diciembre de 2001, antes de los saneamientos llevados a cabo por la devaluación del peso argentino, se hubiera situado en el 40,1%, frente al 51,0% de finales del año 2000. Después de los saneamientos ya mencionados, el ratio de endeudamiento neto sobre capitalización se ha situado en el 42,9%.

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		
	2000	2001	2002
Resultado en sociedades participadas	72	35	(35)
Amortización del fondo de comercio	(270)	(323)	(300)
Resultados extraordinarios	(419)	(777)	648
	<u>(617)</u>	<u>(1.065)</u>	<u>313</u>

Los resultados de sociedades participadas en el ejercicio 2002 han ascendido a 35 millones de euros de pérdidas, frente a los 35 millones de euros de resultados positivos obtenidos en el 2001. En la tabla siguiente se detalla la composición del resultado de sociedades participadas para los ejercicios 2000, 2001 y 2002:

Sociedad	2002	2001	2000
	(millones de euros)		
Oldelval, S.A.	15,1	10,4	15,4
Termap, S.A.	3,4	8,9	4,2
REFAP (1)	-	25,2	-
CLH (2)	18,4	-	-
PBBPolisur	(37,5)	(24,1)	(1,4)
Petroken (2)	10,5	-	-
Electricidad Argentina, S.A. (EASA) (3)	-	-	5,2
Inversora Dock Sud, S.A.	(64,8)	(31,1)	(0,5)
Gas Argentino, S.A. (GASA) (2)	(18,9)	-	-
Atlantic LNG	19,6	19,7	24,7
Enagas (2)	5,5	-	-
Gas de Aragón	3,0	5,0	4,9
Gas de Euskadi	3,5	4,7	6,1
Oleoducto Transandino (Chile)	3,0	2,1	3,0
Oleoducto Transandino (Argentina)	1,1	3,7	2,1
Other	3,0	11,0	8,3
TOTAL	(35,1)	35,5	72,0

(1) Durante el ejercicio 2002 la sociedad ha sido 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 ha pasado a consolidarse por puesta en equivalencia.

(3) La sociedad fue vendida durante el ejercicio 2001.

En el ejercicio 2002 la amortización del fondo de comercio ha disminuido un 7,1% frente a la registrada en 2001, situándose en 300 millones de euros. Este descenso se ha debido fundamentalmente al menor coste de amortización en euros del fondo de comercio de YPF que está denominado en pesos. El descenso se ha visto 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 causada 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 ha reducido en 490 millones de euros, lo que hace que el fondo de comercio no asignado a activos ascienda 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 recogía 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 ha supuesto 18 millones de euros, así como a la amortización del fondo de comercio de Lipigas, que ha ascendido 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 causada 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 ha reducido en 616 millones de euros, lo que hace que el fondo de comercio no asignado a activos ascienda a 3.422 millones de euros, a 31 de diciembre de 2001.

En el año 2000 la amortización del fondo de comercio se elevó a 270 millones de euros frente a 132 millones de euros en 1999, lo que supuso un incremento del 104%.

El importante aumento de esta partida obedeció a la amortización del fondo de comercio asociado a la compra de YPF que ascendió a 213 millones de euros en el año 2000 frente a los 99 millones de 1999, dado que el importe correspondiente al ejercicio 2000 se refiere al año entero mientras que el del ejercicio 1999 corresponde aproximadamente a seis meses de dicho año puesto que la compra del 82,5% de YPF se produjo a finales de junio de 1999.

Si todo el fondo de comercio asignado a reservas y a otros activos de la compañía se hubiera incluido, la amortización total hubiera ascendido a 578 millones de euros en el año 2000.

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

	Millones de Euros		
	2000	2001	2002
Ingresos extraordinarios:			
Beneficio en enajenación de inmovilizado (6).....	28	123	16
Beneficio en enajenación de participación en sociedades (7).....	30	192	1.592
Subvenciones de capital y otros ingresos a distribuir tras pasados a resultados	25	13	8
Ingresos extraordinarios	<u>46</u>	<u>55</u>	<u>40</u>
Total ingresos extraordinarios	<u>129</u>	<u>383</u>	<u>1.656</u>
Gastos extraordinarios:			
Adaptación de plantillas (1)	(201)	(103)	(54)
Pérdidas procedentes de inmovilizado (2).....	(64)	(13)	(20)
Variación de provisiones de inmovilizado (4).....	(38)	(714)	(423)
Dotación para compromisos y pasivos contingentes	(94)	(15)	(47)
Dotaciones extraordinarias para pérdidas futuras (3)	(55)	(159)	(190)
Otros gastos extraordinarios (5)	<u>(96)</u>	<u>(156)</u>	<u>(274)</u>
Total gastos extraordinarios	<u>(548)</u>	<u>(1.160)</u>	<u>(1.008)</u>
Resultado extraordinario	<u>(419)</u>	<u>(777)</u>	<u>648</u>

(1) En 2000 incluye 130 millones de euros correspondientes a un plan de prejubilaciones que afecta a un colectivo de jefes técnicos en España con 55 o más años, aprobado en el citado ejercicio por el Ministerio de Trabajo y a bajas indemnizadas de directivos y otros colectivos. (Ver nota 2.k de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

(2) En 2000 incluye 39 millones de euros correspondientes a la pérdida en la enajenación de la participación en Refinería San Lorenzo, S.A.

- (3) El concepto principal incluido en 2000 es la dotación del coste derivado de la externalización de determinados compromisos adquiridos con el personal pasivo (18 millones de euros) y activo (17 millones de euros). En 2001 incluye una dotación de 123 millones de euros para posibles contingencias derivadas de la crisis de Argentina. Los principales conceptos que se incluyen en el 2002 son la dotación del déficit existente en la provisión para pensiones de Maxus Energy Corporation, filial de YPF (41 millones de euros), 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).
- (4) En 2001 recoge 653 millones de euros correspondientes a la pérdida de valor de los activos de exploración y producción de hidrocarburos, como consecuencia de las medidas tomadas por el gobierno argentino para el sector de hidrocarburos (Ver nota 1.d.1 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto). En 2002 incluye 410 millones de euros de dotación de provisión realizada como consecuencia de la comparación entre valor del mercado o los flujos de caja, actualizados en su caso, provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectando estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas.
- (5) En 2000 recoge 33 millones de euros (30 millones de dólares) registrados como consecuencia del acuerdo de prórroga del área Loma La Lata-Sierra Barrosa, en el que YPF adquirió el compromiso de donar 30 millones de dólares a ciertas compañías prestadoras de servicios a YPF. (Ver nota 25 de la memoria consolidada, en el Anexo I de este Folleto.) En 2001 incluye 46 millones de euros por pérdidas como consecuencia de la crisis argentina. 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.
- (6) En 2001 incluye 76 millones de euros de resultado por la venta de una sede en la calle Embajadores de Madrid.
- (7) En 2001 recoge 124 millones de euros por la venta de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte, S.A. y 40 millones de euros por la enajenación del 3,07% de Petronor (ver nota 1.d.5 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto). En 2002 incluye los resultados generados por la venta del 23% de Gas Natural SDG (1.097 millones de euros) (ver nota 1.d.2 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), de varios paquetes adicionales en CLH (293 millones de euros) (ver nota 1.d.3 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), 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 accionario de Enagas (97 millones de euros) (ver nota 1.d.5 de la memoria consolidada, en el Anexo I de este Folleto).

En el ejercicio 2002, el resultado extraordinario positivo ha ascendido a 648 millones de euros frente a los 777 millones de euros de resultado extraordinario negativo en 2001. Los ingresos se componen principalmente de 1.097 millones de euros por la venta del 23% de Gas Natural SDG y 293 millones de euros por la venta del 29,67% de CLH. Los gastos extraordinarios incluyen 410 millones de euros correspondientes a las provisiones por depreciación de activos de exploración y producción principalmente en Mene Grande (Venezuela) y Aguarague (Argentina).

En el ejercicio 2001, el resultado extraordinario negativo ascendió a 777 millones de euros frente a los resultados extraordinarios negativos de 2000 por importe de 419 millones de euros. Los componentes principales de este resultado negativo fueron una provisión de 822 millones de euros derivada de los efectos de la situación en Argentina, 103 millones de euros por gasto de reestructuración de plantilla y 302 millones de euros por ingresos de enajenación de activos fijos y financieros.

En el año 2000 el resultado extraordinario negativo ascendió a 419 millones de euros, frente a los resultados también negativos de 87 millones de euros de 1999, debido fundamentalmente a las provisiones para adaptación de plantillas (201 millones de euros), y las provisiones por riesgos y pérdidas futuras (187 millones de euros).

Impuestos. La evolución de la tasa efectiva de impuestos soportada por el Grupo Repsol YPF se recoge en el siguiente cuadro.

<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
32,5%	39,5%	19,8%

En el ejercicio 2002 la tasa efectiva anual ha sido del 19,8%. El descenso se ha debido 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 han surgido en Argentina como consecuencia de las pérdidas producidas por la devaluación del peso.

El gasto por impuestos sobre el beneficio en el ejercicio 2002 se incluye 150 millones de euros correspondientes a impuestos pagados en Dubai y Argelia que, hasta el presente ejercicio, se habían incluido en el resultado operativo de la actividad de exploración y producción.

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.

Por lo que respecta al ejercicio 2000 la tasa anual efectiva fue del 32,5% frente a la del año 1999 que fue del 31,9%. Se produjo un incremento neto del 0,60% como consecuencia de la no deducibilidad de la amortización, durante todo el ejercicio, del fondo de comercio derivado de la adquisición de YPF que se compensó en parte por el aprovechamiento de las deducciones por doble imposición generadas en ejercicios anteriores.

Resultado atribuido a socios externos.

La tabla siguiente detalla los resultados atribuibles a socios externos correspondientes a los ejercicios 2002, 2001 y 2000:

Sociedades participadas	2002	2001	2000
	(millones de euros)		
Repsol International Capital (RIC) (1)	175,7	89,8	58,8
YPF	14,2	8,0	33,0
Refinería La Pampilla, S.A.	7,1	15,9	6,2
Refipesa	1,6	4,0	1,1
CLH (2)	-	63,3	46,4
Gas Argentino, S.A. (GASA) (2)	-	(10,2)	8,0
Gas Natural, SDG (3)	142,1	285,7	255,7
Petronor	12,1	13,0	24,2
Invergas/Gas Natural BAN	(40,0)	(14,1)	31,0
Andina (4)	2,1	24,9	-
Repsol Comercial	4,9	2,6	(4,8)
Astra (5)	-	-	14,0
EMPL (6)	11,4	-	-
Other	2,4	6,9	13,9
TOTAL	333,6	489,8	487,5

- (1) Se refiere a las participaciones preferentes emitidas por la sociedad
- (2) Durante el ejercicio 2002 esta sociedad pasó a consolidarse por puesta en equivalencia.
- (3) Desde el 2000 y hasta mayo de 2002, la sociedad se consolidaba por integración global. A partir de finales de mayo de 2002, ha pasado a consolidarse por integración proporcional y, por lo tanto no da lugar a la existencia de socios minoritarios.
- (4) Durante el 2002 y el 2001 esta sociedad se consolidaba por integración global. Durante el ejercicio 2000 se consolidaba por el método de integración proporcional.
- (5) La fusión de Repsol Argentina, Astra e YPF tuvo lugar con fecha efectiva 1 de enero de 2001.

- (6) Durante el ejercicio 2002 la sociedad se ha consolidado por integración global. Durante el 2001 y el 2000 se consolidaba por integración proporcional.

Los resultados atribuibles a socios externos en el ejercicio 2002 han ascendido a 334 millones de euros, lo que supone un descenso del 31,9% con respecto a los 490 millones de euros de 2001. En el ejercicio 2000, los resultados atribuibles a socios externos ascendieron a 488 millones de euros. La variación en 2002 refleja 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 (ver nota 1.d de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

El resultado atribuido a socios externos de la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2001 ha ascendido a 490 millones de euros, frente a 488 millones de euros en el 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 ha debido 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.

En el año 2000 el resultado atribuido a socios externos fue de 488 millones de euros frente a 175 millones de euros en 1999, lo que supuso un incremento del 179%. El aumento que se produjo en el año 2000 se debió fundamentalmente a la incorporación de los minoritarios del Grupo Gas Natural como consecuencia de la integración global del mismo a partir del 1 de enero de 2000. Este cambio de método de consolidación ha supuesto registrar en 2000 un importe de 291 millones de euros (incluidos los 31 millones correspondientes a Invergas) frente a los 11 millones registrados en el ejercicio anterior.

El importe de los dividendos devengados por las participaciones preferentes en el ejercicio 2000 y 2001 ha ascendido a 59 y 90 millones de euros, respectivamente. (Ver nota 12 de la memoria en el Anexo I de este Folleto), lo que representa un 1,36 % y un 3,59% del beneficio antes de impuestos y minoritarios, respectivamente.

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 de las respectivas compañías.

<u>Compañías</u>	<u>Euros (millones)</u>		<u>Resultado s/ ingresos operativos</u>
	<u>Ingresos Operativos</u>	<u>Resultado Neto</u>	
Shell	179.431	9.218	5,14%
Exxon Mobil	216.638	12.140	5,60%
TotalFinaElf	102.540	5.941	5,79%
BP	214.534	9.232	4,30%
ENI	47.922	4.582	9,56%
Repsol YPF	36.490	1.952	5,35%

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 32,8%, 66,1%, 63,5% y 57,9%, respectivamente, del total del Grupo consolidado en el ejercicio 2002. En el cuadro siguiente se refleja la evolución, durante el período 2000-2002, 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			
	2000	2001	2002	% 2001
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>				
España	28.665	28.313	24.541	64,86%
Resto de Europa	950	419	594	0,96%
Argentina	10.082	8.621	5.415	19,75%
Resto Latinoamérica	2.727	3.501	4.115	8,02%
Norte de África y Medio Oriente	1.387	1.054	675	2,41%
Lejano Oriente	604	712	286	1,63%
Resto del Mundo	1.327	1.033	864	2,37%
	<u>45.742</u>	<u>43.653</u>	<u>36.490</u>	<u>100,00%</u>
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>				
España	2.164	1.863	1.128	37,87%
Resto de Europa	43	12	6	0,24%
Argentina	2.830	2.104	1.573	42,76%
Resto Latinoamérica	503	261	219	5,30%
Norte de África y Medio Oriente	429	464	393	9,43%
Lejano Oriente	271	213	50	4,33%
Resto del Mundo	2	3	(46)	0,06%
	<u>6.242</u>	<u>4.920</u>	<u>3.323</u>	<u>100,00%</u>
<u>INVERSIONES</u>				
España	2.134	2.006	1.005	41,65%
Resto de Europa	36	17	21	0,35%
Argentina	2.209	1.342	791	27,87%
Resto Latinoamérica	1.504	1.242	857	25,79%
Norte de África y Medio Oriente	95	74	65	1,54%
Lejano Oriente	127	125	3	2,60%
Resto del Mundo	13	10	11	0,21%
	<u>6.118</u>	<u>4.816</u>	<u>2.753</u>	<u>100,00%</u>
<u>ACTIVOS TOTALES</u>				
España	18.089	20.933	16.008	40,69%
Resto de Europa	476	357	279	0,69%
Argentina	24.237	20.544	15.461	39,94%
Resto Latinoamérica	5.523	6.954	5.397	13,52%
Norte de África y Medio Oriente	2.398	1.867	716	3,63%
Lejano Oriente	1.001	171	27	0,33%
Resto del Mundo	695	613	176	1,19%
	<u>52.419</u>	<u>51.439</u>	<u>38.064</u>	<u>100,00%</u>

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

Área Exploración y Producción:	Empresa	Localización
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
	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 YPF T&T, S.A.	Trinidad y Tobago	
Repsol Exploración Venezuela, BV	Venezuela	
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	
Norte de África y Medio Oriente	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Argelia
	Dubai Marine Areas, Ltd.	Dubai
	Repsol Exploración Egipto, S.A.	Egipto
	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Libia
Lejano Oriente	YPF International, S.A. y participadas	Indonesia
Resto del mundo	Repsol Exploración Azerbaiyán, S.A.	Azerbaiyán
	Repsol Exploración Kazahkstan, S.A.	Kazahkstan
Área Refino y marketing:		
Resto de Europa	Repsol France, S.A. ⁽¹⁾	Francia
	Repsol Italia, S.P.A.	Italia
	Repsol Portugal Gas de Petróleo Liquefeito, S.A.	Portugal
	Repsol Portugal Petróleo e Derivados, Lda.	Portugal
Argentina	Comsergas, Cía. Servicios Industriales Gas Licuado, S.A.	Argentina
	Gas Austral, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Mejorgas, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Oiltanking Ebytem S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Oleoductos del Valle, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Oleoducto Trasadino Argentina, S.A. ⁽¹⁾	Argentina
	Operadora de Estaciones de Servicio, S.A	Argentina
	Poligás Luján, S.A.	Argentina
Refinerías del Norte, S.A.	Argentina	

	Empresa	Localización
	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. ⁽¹⁾	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.	Brasil
	Transportadora Subbrasileira de Gas ⁽¹⁾	Brasil
	Wal Petróleo, S.A.	Brasil
	Wal Postos, 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 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
	Refinadores del Perú, S.A.	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
Norte de África y Medio Oriente	National Gaz ⁽¹⁾	Marruecos
	Repsol Maroc ⁽¹⁾	Marruecos
Resto del mundo	RYTTSA USA, Inc. y participadas	Estados Unidos
Área Química:		
Resto de Europa	Repsol Bronderslev A/S ⁽¹⁾	Dinamarca
	Repsol Polivar, S.P.A. ⁽¹⁾	Italia
Argentina	PBB Polisur, 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

Área Gas natural y electricidad:	Empresa	Localización
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 Sao 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 ESP	Colombia
	Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP	Colombia
	Metrogas de Colombia, 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
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	
Norte de África y Medio Oriente	Europe Magreb Pipeline (EMPL)	Marruecos
	Metragaz, S.A.	Marruecos

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

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 2000, 2001 y 2002 Repsol YPF invirtió 3.713, 2.584 y 1.648 millones de euros respectivamente en Latinoamérica.

En 2002, las actividades de Repsol YPF en Latinoamérica han supuesto el 54,8% de los activos del Grupo, el 26,1% de los ingresos de explotación y el 53,9% del resultado operativo. Las cifras equivalentes de 2001 fueron 53,5%, 27,8% y 48,1%, respectivamente.

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 2000-2002:

(Conceptos / Segmentos)	Millones de Euros				
	2000	2001	2002	% 2001	% 2002
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u> ⁽¹⁾					
Exploración y Producción	9.084	3.787	1.810	8,68%	4,96%
Refino y Marketing ⁽²⁾	34.874	31.700	29.650	72,62%	81,26%
Química	2.445	2.288	1.987	5,24%	5,45%
Gas Natural y Electricidad ⁽³⁾	5.430	5.878	3.043	13,47%	8,34%
Ajustes y otros ⁽⁴⁾	(6.091)	-	-	-	-
	45.742	43.653	36.490	100,00%	100,00%
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
Exploración y Producción	3.864	2.557	1.785	51,97%	53,72%
Refino y Marketing	1.323	1.406	854	28,58%	25,70%
Química	152	(55)	97	(1,12)%	2,92%
Gas Natural y Electricidad	1.006	1.062	633	21,59%	19,05%
Corporación y Otros	(103)	(50)	(46)	(1,02)%	(1,38)%
	6.242	4.920	3.323	100,00%	100,00%
<u>CASH -FLOW OPERATIVO</u> ⁽⁵⁾					
Exploración y Producción	5.443	4.161	3.236	51,16%	54,47%
Refino y Marketing	2.201	2.334	1.485	28,69%	25,00%
Química	229	99	270	1,22%	4,54%
Gas Natural y Electricidad	1.414	1.524	872	18,74%	14,68%
Ajustes y Otros	(31)	16	78	0,20%	1,31%
	9.256	8.134	5.941	100,00%	100,00%
<u>INVERSIONES</u> ⁽⁶⁾					
Exploración y Producción	2.303	1.970	1.088	40,91%	39,52%
Refino y Marketing	1.289	917	611	19,04%	22,19%
Química	356	220	94	4,57%	3,41%
Gas Natural y Electricidad	2.063	1.313	698	27,26%	25,36%
Corporación y Otros	107	396	262	8,22%	9,52%
	6.118	4.816	2.753	100,00%	100,00%
<u>ACTIVOS TOTALES</u> ⁽⁷⁾					
Exploración y Producción	21.602	19.756	15.605	38,41%	41,00%
Refino y Marketing	14.492	12.735	12.276	24,76%	32,25%
Química	2.974	2.904	2.817	5,65%	7,40%
Gas Natural y Electricidad	11.522	11.189	2.618	21,75%	6,88%
Corporación y Otros	1.829	4.855	4.748	9,44%	12,47%
	52.419	51.439	38.064	100,00%	100,00%

(1) Incluidos en la actividad de Refino y Marketing, 6.869, 6.850 y 5.532 millones de euros de ingresos correspondientes a Impuestos Especiales de los ejercicios 2000, 2001 y 2002 respectivamente.

(2) Incluye CLH hasta diciembre de 2001 y REFAP desde el ejercicio 2001. La actividad de GLP incluye Lipigas desde 2001. En el ejercicio 2000 se incluía EG3, que fue transferida a Petrobras a través del intercambio de activos que tuvo lugar en el ejercicio 2001.

(3) Incluye la participación del 47,04% en el Grupo Gas Natural desde el ejercicio 2000 hasta mayo de 2002 consolidada por el método de integración global, y a partir de finales de mayo de 2002 en adelante, tras la venta de un 23% de participación en Gas Natural, el 24,04% consolidado siguiendo el método de integración proporcional.

(4) En 2000, incluye ajustes de consolidación para eliminar operaciones intergrupo y costes de estructura de Repsol YPF. En 2001 y 2002, los importes correspondientes a estos conceptos han sido atribuidos a los diferentes segmentos de negocio.

(5) 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.

(6) Inversiones inmateriales, materiales, financieras y otras imputadas como gastos a distribuir en varios ejercicios.

(7) 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 62%, el 52% y el 54% de los resultados operativos del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2000, 2001 y 2002, 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, Venezuela, Trinidad y Tobago y Ecuador) Norte de África, Indonesia, Oriente Medio, 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.

Con fecha 27 de diciembre de 2000 la asamblea extraordinaria de accionistas de YPF, S.A. adoptó un acuerdo de fusión por incorporación y absorción de Astra Compañía Argentina de Petróleo, S.A. y Repsol Argentina, S.A. con YPF, S.A. como sociedad absorbente. La fecha efectiva de esta fusión es el 1 de enero de 2001.

Las reservas netas probadas de hidrocarburos líquidos y gas natural de Repsol YPF a 31 de diciembre de 2002 se elevaban a 5.261 millones de barriles equivalentes de petróleo, un 6,2% inferiores a las existentes a 31 de diciembre de 2001 (5.606 millones de barriles equivalentes de petróleo), alcanzándose una tasa de reposición de reservas, excluidas las nuevas adquisiciones y ventas, del 69,5% y el 81,3% de la producción anual en los ejercicios 2002 y 2001, respectivamente. La tasa de reposición de reservas incluyendo las nuevas adquisiciones y las ventas en 2002 y 2001 ha sido del 5,5% y el 279% de la producción anual, respectivamente.

La producción neta media diaria en el año 2002 fue de 1 millón de barriles equivalentes de petróleo, frente a los 1,015 millones de barriles equivalentes de petróleo correspondientes a 2001.

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF tenía intereses en activos de exploración y producción de petróleo y gas en 20 países, directamente o a través de sus filiales, siendo operador en 16 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				
	2000	2001	2002	% 01/00	% 02/01
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>					
España	455	136	123	(70,11)%	(9,56)%
Argentina	6.156	4.785	3.814	(22,27)%	(20,29)%
Resto Latinoamérica	496	801	934	61,49%	16,60%
Norte de África y Medio Oriente	1.341	1.013	662	(24,46)%	(34,65)%
Lejano Oriente	604	564	44	(6,62)%	(92,20)%
Resto del Mundo	32	6	3	(81,25)%	(50,00)%
Ajustes y otros (1)	-	(3.518)	(3.771)	-	7,18%
	9.084	3.787	1.810	(58,31)%	(52,22)%
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
España	290	(4)	(18)	-	-
Argentina	2.532	1.844	1.315	(27,17)%	(28,69)%
Resto Latinoamérica	416	127	141	(69,47)%	11,02%
Norte de África y Medio Oriente	367	385	327	4,90%	(15,06)%
Lejano Oriente	271	212	46	(21,77)%	(78,30)%
Resto del Mundo	(12)	(7)	(26)	-	-
	3.864	2.557	1.785	(33,83)%	(30,19)%
<u>INVERSIONES (2)</u>					
España	26	92	29	253,85%	(68,48)%
Argentina	1.441	1.000	626	(30,60)%	(37,40)%
Resto Latinoamérica	586	657	351	12,12%	(46,58)%
Norte de África y Medio Oriente	93	73	61	(21,51)%	(16,44)%
Lejano Oriente	123	124	3	0,81%	(97,58)%
Resto del Mundo	12	5	10	(58,33)%	100,00%
	2.281	1.951	1.080	(14,47)%	(80,65)%
<u>ACTIVOS TOTALES</u>					
España	86	132	844	53,49%	539,39%
Argentina	16.143	14.927	10.890	(7,53)%	(27,04)%
Resto Latinoamérica	2.390	3.131	3.286	31,00%	4,95%
Norte de África y Medio Oriente	1.764	1.191	516	(32,48)%	(56,68)%
Lejano Oriente	1.001	171	26	(82,92)%	(84,80)%
Resto del Mundo	218	204	43	(6,42)%	(78,92)%
	21.602	19.756	15.605	(8,55)%	(21,01)%

- (1) En el ejercicio 2000, recoge los ingresos de explotación antes de los ajustes de consolidación correspondientes a la eliminación de transacciones intergrupo realizadas con las restantes áreas de actividad. En 2001 y 2002, los importes correspondientes a dichos ajustes se han recogido en un epígrafe separado con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de ajustes intergrupo.
- (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 2000, 2001 y 2002 por importe de 22, 19 y 8 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultados operativos

Los ingresos operativos en el año 2001 antes de ajustes intergrupo ascendieron a 7.305 millones de euros frente a los 9.084 millones de euros del ejercicio 2000 lo que ha supuesto una disminución del 19,6%. Esta disminución se ha debido fundamentalmente a un descenso de los precios de la

cesta de los crudos de Repsol YPF que han experimentado una reducción media de un 18,6% pasando de 26,9 dólares por barril en 2000 a 21,9 dólares por barril en 2001, así como a una menor producción de gas como consecuencia de la actual situación económica en Argentina y de los mayores niveles pluviométricos en dicho país que han aumentado la producción de energía hidroeléctrica en detrimento del uso de gas para la producción de energía eléctrica. Dicha caída en la producción fue compensada parcialmente con el aumento de la producción de líquidos así como con el aumento de los precios del gas.

Los ingresos operativos en el año 2002 antes de ajustes intergrupo han ascendido 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 ha sido debido 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 refleja 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 ha debido 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 ha visto parcialmente compensada por un incremento en las ventas de gas del 18,6%.

El resultado operativo del año 2001 ascendió a 2.557 millones de euros lo que supone una disminución del 33,8% comparado con los 3.864 obtenidos en el ejercicio anterior. Esta disminución se ha debido a la caída de los precios de la cesta de Repsol YPF que ha pasado de 26,9 dólares por barril en el año 2000 a 21,9 dólares por barril en el ejercicio 2001, a los menores niveles de producción de crudo y gas y a 26 millones de euros de provisiones dotadas como consecuencia de la crisis en Argentina, para hacer frente a posibles aumentos de la morosidad en las ventas de gas. Dicha reducción no se ha visto compensada en su totalidad con el incremento de la producción de líquidos ni con el aumento del precio de venta del gas. El resultado operativo del ejercicio 2001 incluía 201 millones de euros correspondientes a las plusvalías generadas por la venta de activos en Egipto, mientras que en el ejercicio 2000 se registraron plusvalías de 301 millones de euros correspondientes a la venta de los activos en el Reino Unido.

El resultado operativo del ejercicio 2002 ha descendido un 30,2% hasta 1.785 millones de euros, en comparación con los 2.557 millones de euros del ejercicio 2001. Este descenso se ha debido fundamentalmente al descenso de los precios de realización tanto del crudo como del gas durante el ejercicio 2002, la aplicación en Argentina de un impuesto del 20% sobre las exportaciones a partir del segundo trimestre del ejercicio, la venta en enero de 2002 de los activos de Indonesia, que en 2001 contribuyeron al resultado en 211 millones de euros y la inclusión en el resultado operativo del 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 ha supuesto 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 han ascendido a 150 millones de euros, han sido reclasificados 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 millones de euros y se registraban como parte del resultado operativo de la actividad de Exploración y Desarrollo.

La producción del ejercicio 2002 ha sido un 1,4% inferior a la del ejercicio 2001. En términos homogéneos, y considerando para el ejercicio 2001 la producción de los mismos activos que los existentes en el 2002 la producción media diaria se hubiera incrementado en un 5,9% respecto al

ejercicio anterior debido a una reducción de la producción de líquidos del 0,8% y a un incremento de la producción de gas del 17,2%.

En relación con los costes y para el período 2000-2002, hay que destacar que el coste de descubrimiento (finding cost) se ha situado en 1 dólar por barril equivalente de petróleo, los costes de descubrimiento y desarrollo (finding and development cost) en 3,65 dólares por barril equivalente de petróleo. El coste de extracción (lifting cost) para el ejercicio 2002 se situó en 1,48 dólares por barril equivalente de petróleo.

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 2000	2.378.471	7.174	262.928	1.571.535	330.014	206.768	52
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

(1) El 44,9% de las reservas han sido estimadas por Gaffney, Cline & Associates, 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 2000	14.394.740	2.755	670.999	10.653.460	2.529.808	531.412	6.306
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

(1) El 31,9% de las reservas ha sido estimado por Gaffney, Cline & Associates, 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 2000	4.942.094	7.665	382.429	3.468.857	780.558	301.410	1.175
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

(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 habrían 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.

Las reservas en Latinoamérica incluyen el 100% de las reservas de Astra a 31 de diciembre de 2000. La participación de Repsol YPF en Astra a dicha fecha era del 99,36%. Con fecha 1 de enero de 2001 se llevó a cabo la fusión por absorción de Astra por parte de YPF, S.A.

Las reservas netas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas natural a 31 de diciembre de 2002 se situaron en 5.261 millones de barriles equivalentes de petróleo (38,4% petróleo y líquidos y 61,6% gas natural), un 62% inferior a los 5.606 correspondientes a 31 de diciembre de 2001, como consecuencia de los movimientos de reservas registrados a lo largo del año:

- Descenso de 234 millones de barriles de crudo equivalente por el balance negativo entre las adquisiciones de nuevos activos y las desinversiones. Este cambio se debe principalmente a la venta de los activos de Indonesia con fecha 1 de enero de 2002, que representaba reservas probadas de aproximadamente 300 millones de barriles de crudo equivalente a CNOOC. Este descenso ha sido parcialmente compensado por un incremento de 53 millones de barriles de crudo equivalentes por la integración desde el primer trimestre de 2002 del 10% de las reservas del campo Albaçora Leste en Brasil (adquirido a través del intercambio de activos con Petrobras) y por un incremento de 13 millones de barriles de crudo equivalente en Venezuela (Yucal Placer);
- Un incremento de 116 millones de barriles de crudo equivalente por revisiones de las estimaciones y la utilización de nuevas tecnologías para mejorar la producción.
- Un incremento de 138 millones de barriles de crudo equivalente por extensiones de los campos y nuevos descubrimientos principalmente en Bolivia, Argentina y Libia; y
- Un descenso de 365 millones de barriles de crudo equivalente por la producción de crudo y gas natural.

Producción

Las siguientes tablas muestran las producciones netas medias diarias de Repsol YPF en los años 2000, 2001 y 2002 de petróleo y gas natural.

Producción neta diaria de petróleo (incluyendo condensado y líquidos de gas natural) (miles de barriles/ día)	2000	2001	2002
España	2	5	5
Norte de África y Oriente Medio	97	68	61
Argentina	432	444	438
Resto Latinoamérica	54	72	80
Resto del Mundo	51	56	-
Total	636	645	584
Producción neta diaria de gas natural (millones de pies cúbicos / día)	2000	2001	2002
España	48	8	13
Norte de África y Oriente Medio	148	109	110
Argentina	1.805	1.544	1.561
Resto Latinoamérica	134	329	648
Resto del Mundo	80	85	4
Total	2.215	2.075	2.336
Producción total neta diaria de petróleo y gas natural (miles de barriles crudo equivalentes/día)	2000	2001	2002
Total	1.030	1.015	1.000

Las producciones medias diarias de petróleo y gas natural en 2002 se elevaron a 584 miles de barriles equivalente de petróleo o y 2,336 millones de pies cúbicos, respectivamente.

La producción total neta de Repsol YPF en el año 2002 fue de 365,1 millones de barriles equivalentes de petróleo, inferior en un 1,4% a la registrada en 2001. Esta disminución se debe fundamentalmente a la venta de los activos de Indonesia, que ha sido parcialmente compensado por los incrementos de producción en Venezuela, Bolivia, Trinidad y Tobago y Colombia. En términos homogéneos, considerando para el 2001 la producción de los mismos activos que han generado la producción del ejercicio 2002, la producción media diaria en 2001 se habría incrementado en un 5,9% respecto a la de 2001 (descenso del 0,8% en líquidos e incremento del 17,2% en gas). El 58,4% de la producción en barriles equivalentes de petróleo correspondió a petróleo (incluyendo condensados y líquidos separados del gas natural), mientras que el gas natural supuso el 41,6%.

Repsol YPF estima el ratio de reservas probadas de crudo y gas sobre la producción en 14,4, teniendo en cuenta las reservas totales estimadas y la producción anual neta del ejercicio 2002. El ratio de reservas netas de gas sobre producción alcanza los 21,3, mientras que el de reservas de líquidos sobre producción se estima en 9,5.

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 y el Norte de África.

Las siguientes tablas indican los costes soportados y el volumen de actividad realizada por Repsol YPF en los años 2000, 2001 y 2002:

Exploración, desarrollo y adquisiciones (costes soportados) (Millones de euros)	2000	2001	2002
Exploración	281	309	193
Desarrollo	1.098	1.348	961
Adquisiciones	961	166	1
Total	2.340	1.823	1.155

	2000	2001	2002
Dominio minero exploratorio (km ²)	231.000	166.959	156.926
Sondeos exploratorios terminados (número)	93	82	43
Sondeos exploratorios positivos (número)	37	29	14
Descubrimientos y extensiones (MBOE)(1)	298	219	138
Adquisiciones / Ventas de activos (MBOE) (1)	95	733	(234)

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

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF tenía derechos mineros en un total de 260 bloques con una superficie neta de unos 193.602 km². Del total de dicho dominio minero, 115 bloques se situaban en Argentina, con una superficie neta de unos 86.518 km². De estos 260 bloques, 141 eran bloques en producción con una superficie neta de 36.676 km² (84 de los cuales estaban localizados en Argentina, con una superficie neta de 24.720 km²) y 119 eran bloques exploratorios con una superficie neta de 156.926 km² (31 de los cuales estaban localizados en Argentina, con una superficie neta de 61.798 km²).

Durante el año 2002, Repsol YPF finalizó la perforación de un total de 43 sondeos exploratorios, 14 de los cuales resultaron positivos. En Argentina se perforaron 26 sondeos exploratorios, 10 de ellos positivos. En el resto del mundo se finalizó la perforación de 17 sondeos de exploración, 4 de los cuales fueron positivos. Un sondeo exploratorio se encontraba en evaluación a final de 2002.

A final del año 2002 se encontraban en curso de perforación un total de 13 sondeos exploratorios, de los cuales 10 correspondían a Argentina y 3 al resto del mundo.

El coste de descubrimiento (“finding cost”) del año 2002 se ha situado en 1,34 \$/barril equivalente de petróleo, frente a los 1.13 \$/barril equivalente de petróleo correspondiente al ejercicio 2001. El coste de descubrimiento (“finding cost”) medio correspondiente al período 2000-2002 ha sido de 1,0 \$/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 2002.

Argelia

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Argelia derechos mineros sobre 2 bloques de producción, con una superficie neta total de 553 km². Adicionalmente posee dos bloques exploratorios, el 401d en la cuenca de Berkine, con una superficie neta de 2.317 km², y el bloque 351c-352c en la cuenca de Reggane, con una superficie neta de 5.498 km². En diciembre de 2002, las autoridades argelinas aprobaron el acuerdo de participación entre Repsol YPF, Woodside y Partex para explorar y producir crudo y gas en el bloque 401d según el cual se establece la siguiente participación accionarial: Repsol será el operador del bloque con un 55% de participación, Woodside participará en un 35% y el restante 10% corresponderá a Partex. El Ministerio de Energía y Minas y Sonatrach adjudicaron a Repsol YPF la concesión del bloque 351c-352c en la Tercera Ronda Internacional de Exploración que tuvo lugar en el verano de 2002. La compañía ha sido designada como operador con una participación en el bloque del 45%. Los demás accionistas serán Edison Gas con un 25% y RWE DEA con un 30%. El bloque 351c-352c tiene importantes reservas de gas así como un elevado potencial exploratorio.

A 31 de diciembre de 2002 no se había finalizado ningún sondeo exploratorio.

La producción total equivalente en el ejercicio 2002 fue de 10,8 millones de barriles equivalentes de petróleo (29.646 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 3,6 millones de barriles, incluyendo condensados y líquidos, y 40.300 millones de pies cúbicos de gas natural.

Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural a fin de año se estimaban en 84,9 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Argentina

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Argentina derechos mineros sobre 31 bloques de exploración, con una superficie neta total de unos 61.798 km², así como 84 bloques de producción con un área total neta de unos 24.720 km², situados en las cuencas de Neuquén, Sur (San Jorge y Austral), Cuyana y Noroeste.

La producción neta total del ejercicio 2002 ascendió a 261,3 millones de barriles equivalentes de petróleo, lo que supone una producción media diaria de 715.871 barriles equivalentes de petróleo. La producción neta de crudo fue de 159,8 millones de barriles de petróleo, incluyendo condensados y líquidos separados del gas natural, y 569.900 millones de pies cúbicos de gas natural.

Las producciones netas medias diarias por áreas correspondientes al año 2002 han sido las siguientes: Neuquina 453.394 barriles equivalentes de petróleo/día, Sur (San Jorge y Austral) 162.131 barriles equivalentes de petróleo/día, Cuyana 41.797 barriles equivalentes de petróleo/día y Noroeste 58.549 barriles equivalentes de petróleo/día.

Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural a fin de año se estimaban en 3.079 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La producción de petróleo se incrementó respecto al año 2001 en un 11,1% en Cuyana y en un 3,4% en el Golfo de San Jorge y Austra, mientras que en la cuenca Noroeste disminuyó un 3,1% y en Neuquén un 2,3%.

Durante el 2002, se han finalizado 26 sondeos, de los cuales 10 fueron positivos. Han tenido lugar descubrimientos en Argentina en el bloque de Cañadón Amarillo con los sondeos Rincón Blanco x-1, situado en la cuenca de Neuquén. También han resultado en nuevos descubrimientos en la cuenca neuquina los sondeos Rincón Chico xp-101 y Cerro Negro x-1, y en el Golfo de San Jorge los sondeos Grimbeek x-610 en el área de Manantiales Behr y Western Estancia Saraí x-1 en el área Los Perales-Las Mesetas.

En enero de 2001, Repsol YPF realizó un intercambio de activos con la Compañía Pecom Energía (Pérez Companc) que supuso la cesión, por parte de dicha compañía a Repsol YPF de su 20,25% de participación en la sociedad Empresa Petrolera Andina, S.A. de Bolivia, así como del 50% de las áreas Manantiales Behr y Restinga Alí en el Golfo de San Jorge en Argentina. Como contrapartida, Repsol YPF cedió su participación en las áreas Santa Cruz I (30%) y Santa Cruz II (62,2%) en la cuenca austral de Argentina. (Ver Bolivia)

En diciembre de 2000 se completó la construcción del Proyecto Mega (Neuquén). Este proyecto tiene como objetivo principal separar etano e hidrocarburos superiores del gas natural, principalmente producido por Repsol YPF en la Concesión Loma La Lata, con destino al complejo petroquímico de Bahía Blanca, situado en la costa atlántica de Argentina. El proyecto ha permitido incrementar la producción de líquidos en Loma La Lata en una media de 42.400 barriles de líquidos por día. Por otro lado, continuaron los trabajos de perforación en Loma La Lata para cumplir los requerimientos de producción de puntas de gas del invierno.

En la cuenca Noroeste de Argentina Repsol YPF ha adquirido sísmica 3D para el campo Palmar Largo como parte del plan de exploración y desarrollo para el área, y continuará con la perforación de pozos profundos de gas en Aguarague.

En el área de El Portón-Buta Ranquil, en la cuenca neuquina Repsol YPF está completando la construcción de una planta de GLP que está previsto que comience a operar en la primera mitad del 2003 y, adicionalmente, perforando pozos con Ratio Gas-Oil (GOR) elevado. El coste de todo ello asciende aproximadamente a 50 millones de dólares. 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 equivalentes de petróleo al día.

En la cuenca Cuyana, se está completando el desarrollo del yacimiento Cañada Dura descubierto en el año 2000 y que durante el año 2001 se confirmó que tenía un área mayor de la inicialmente esperada. En el año 2002 se perforaron 33 pozos en este yacimiento, previéndose perforar 7 pozos adicionales en el ejercicio 2003. El yacimiento alcanzó una producción de 12.425 barriles de petróleo por día en diciembre de 2002.

En relación con el Campo Rincón de los Sauces se han realizado trabajos para tratar de paliar el declino del campo iniciado a mediados de 1999, contemplándose la intensificación de la exploración y la perforación de desarrollo adicional, así como con el incremento de la capacidad de tratamiento y del volumen de agua inyectada.

En la cuenca del Golfo de San Jorge se han efectuado diversos proyectos de recuperación secundaria en 2000 y 2001, por inyección de agua, con muy buenos resultados. El desarrollo de los proyectos de perforación continuó durante el ejercicio 2002, entre los que destaca el proyecto Drill 600. El desarrollo de los descubrimientos Magallanes en la cuenca Austral ha continuado durante el 2002 con el objetivo de iniciar la producción en la parte este del bloque CAM2A Sur en 2003.

En el ejercicio 2002 se han adjudicado a Repsol YPF las áreas exploratorias Bandurria, en la cuenca de Neuquén, y GAN-GAN y CGSJ-V, en la cuenca Cañadón Asfalto.

Azerbaiyan y Kazakhstan

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre un bloque de exploración en Kazakhstan, operado por Repsol YPF, con una superficie neta de 3.025 km².

A lo largo del 2002 Repsol YPF ha continuado trabajando con las autoridades locales para la tramitación de su renuncia al bloque exploratorio Kurdashi en Azerbaiyan. Se espera obtener la aprobación para enero de 2004.

En Kazakhstan se finalizaron dos sondeos exploratorios cuyos resultados fueron negativos.

Bolivia

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Bolivia derechos mineros sobre 13 bloques de exploración, con una superficie neta total de 13.670 km², así como 25 bloques de producción con un área total neta de 1.770 km².

La producción neta del año fue de 6,9 millones de barriles de petróleo, incluyendo condensados y líquidos separados del gas natural, y 88.500 millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción total equivalente de 22,7 millones de barriles equivalentes de petróleo (62.122 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 a fin de año se estimaban en 1.293 millones de barriles equivalentes de petróleo. Las reservas netas probadas de Andina ascienden a

1.244 millones de barriles equivalentes de petróleo. En el ejercicio 2002 se finalizó un único sondeo exploratorio con resultado negativo.

En enero de 2001, Repsol YPF realizó un intercambio de activos con la Compañía Pecom Energía (Pérez Companc) que comprendió la cesión, por parte de dicha compañía a Repsol YPF, de su participación del 20,25% en la sociedad Empresa Petrolera Andina, S.A. de Bolivia así como el 50% de las áreas Manantiales Behr y Restinga Alí en el Golfo de San Jorge en Argentina. Como contrapartida Repsol YPF cedió su participación en las áreas de Santa Cruz I (30%) y Santa Cruz II (62,2%) en la cuenca austral en el sur de Argentina. Simultáneamente, Repsol YPF compró a Pluspetrol Bolivia Corporation el 9,5% que ésta poseía en Andina. El valor total de los activos involucrados en el intercambio ha sido 434,5 millones de dólares.

Como consecuencia de lo indicado anteriormente, Repsol YPF incrementó su participación hasta el 50% en Empresa Petrolera Andina, S.A., socio en los importantes campos de gas de San Alberto y San Antonio en Bolivia. Repsol YPF ha asumido el control de la compañía y, por tanto, se ha procedido a la consolidación por integración global del 100% de la cuenta de resultados, así como de las reservas y la producción.

A través de estas operaciones Repsol YPF ha consolidado sus operaciones en Bolivia, y fortalecido aún más su posicionamiento estratégico en la región.

En el ejercicio 2002, Repsol YPF y sus socios comenzaron la construcción de un gasoducto entre Yacuiba y Río Grande. El gasoducto conectará los campos de gas de San Alberto y San Antonio, donde se han realizado importantes descubrimientos, con el mercado brasileño. Se espera que se complete su construcción en el ejercicio 2003. Andina, Petrobras y TotalFinaElf tienen intereses del 50%, 35% y 15%, respectivamente, en estos campos que son operados por Petrobras. El nuevo gasoducto está siendo construido por Transierra, S.A., una sociedad propiedad de los socios de los campos San Alberto y San Antonio y cuyo principal activo es el propio gasoducto (GASYRG).

A finales del 2001, Repsol YPF, BG Group y BP llegaron a un acuerdo para comenzar la segunda fase de estudio de un proyecto destinado a la producción y venta de gas del campo Margarita en Bolivia. Estos trabajos han continuado durante el ejercicio 2002.

Brasil

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Brasil derechos mineros sobre 7 bloques offshore de exploración, con una superficie neta total de 3.872 km², y un bloque de producción de 22 km² de superficie neta. Las reservas probadas netas en Brasil a 31 de diciembre de 2002 ascendían a 53 millones de barriles equivalentes de petróleo.

En el ejercicio 2002, Repsol YPF abandonó, tras completar sus compromisos de exploración el bloque BM-ES-2 en la cuenca del Espíritu Santo y del bloque BM-CAL-1 en la cuenca Camamú Almada. No se han finalizado sondeos exploratorios en Brasil durante el 2002.

Como resultado del intercambio de activos con Petrobras, Repsol YPF recibió una participación del 10% en el campo marino ("offshore") de aguas profundas Albacora Leste, que cuenta con unas reservas potenciales de 1.300 millones de barriles de petróleo, y que se encuentra en desarrollo y se espera que comience la producción en el ejercicio 2004. La incorporación de este campo ha

supuesto un incremento de reservas netas probadas de 53 millones de barriles equivalentes de petróleo en el primer trimestre de 2003.

En 2002, Repsol YPF llegó a un acuerdo de intercambio de activos con Chevron Texaco según el cual Repsol YPF ha transferido su 15% de participación en el bloque BM-C-4 a cambio del 32% de participación de Chevron Texaco en el bloque BM-C-5.

Colombia

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Colombia derechos mineros sobre 5 bloques de exploración, con una superficie neta total de 3.620 km², así como uno de producción (Cravo Norte) con un área total neta de 17 km².

La producción neta del año fue de 1,8 millones de barriles equivalentes de petróleo (4.939 barriles de petróleo/día) de petróleo, lo que supone un importante incremento con respecto a 1,0 millón de barriles equivalentes de petróleo que se alcanzaron en el 2001 debido al descenso de los ataques de la guerrilla colombiana al oleoducto de evacuación del crudo procedente de Cravo Norte.

Las reservas probadas netas de petróleo a 31 de diciembre de 2002 se estimaban en 6,7 millones de barriles equivalentes de petróleo. Durante el 2002 se terminaron dos sondeos exploratorios, uno de los cuales fue positivo (Capachos 1) en la cuenca de Llanos.

Durante el ejercicio 2002, Repsol YPF adquirió el 25% del bloque exploratorio Cosecha que cuenta con una superficie neta total de 631 km².

Cuba

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF tenía derechos mineros sobre 6 bloques exploratorios, con una superficie neta de 10.702 km².

Dubai

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Dubai derechos mineros sobre un bloque de producción con un área total neta de 454 km². La producción neta del año fue de 12,6 millones de barriles de petróleo (34.505 barriles de petróleo/día) y las reservas probadas netas a 31 de diciembre de 2002 se estimaban en 63,1 millones de barriles equivalentes de petróleo. No se ha finalizado ningún sondeo exploratorio en el país en el año 2002.

En el campo de Fateh está en marcha un proyecto de recuperación terciaria horizontal. A finales de 1999 comenzó la inyección alternativa de agua y gas, esperándose los primeros resultados durante el 2003.

Ecuador

A 31 de diciembre de 2002, 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 3,3 millones de barriles equivalentes de petróleo (8.998 barriles equivalentes de petróleo/día), la mayor parte procedente del Bloque 16, restringida en buena medida por la falta de capacidad de transporte del oleoducto existente donde Petroecuador tiene prioridad. La concesión para el bloque 16 expira en enero de 2012.

Las reservas probadas netas de petróleo a fin de año se estimaban en 68,9 millones de barriles equivalentes de petróleo. No se concluyó la perforación de ningún pozo exploratorio en el país en el año 2002.

En febrero 2001, Repsol YPF y otras compañías del sector firmaron un acuerdo con el gobierno de Ecuador para la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (proyecto OCP), esencial para eliminar el cuello de botella que supone el sistema actual de evacuación de crudo. La construcción del oleoducto empezó en 2001 y se estima que finalizará durante la segunda mitad del año 2003. La participación de Repsol YPF en el proyecto OCP asciende al 25,69%. Repsol YPF estima que, una vez que el oleoducto entre en servicio, podrá como mínimo duplicar su producción actual en Ecuador. Repsol YPF, tiene un compromiso de “ship or pay” para transportar 100.000 barriles por día por el mencionado oleoducto de crudos pesados. El compromiso comenzará aproximadamente el 29 de Julio de 2003 (fecha estimada de inicio de operaciones del OCP) y su duración es de 15 años (expiraría el 28 de Julio de 2018). La capacidad contratada será utilizada por la producción prevista para el Bloque 16 y el remanente, por nuevas oportunidades en negociación y otras a ser identificadas en el área.

Actualmente, existen negociaciones con objeto de acomodar los plazos de los derechos mineros de explotación y los contratos de transporte, lo que permitirá también ajustar la producción con la capacidad de transporte contratada.

Egipto

Con efecto 1 de enero de 2001, Repsol YPF vendió el resto de los activos de la compañía. Las ventas realizadas durante los ejercicios 2000 y 2001 en Egipto ascendieron a 578 millones de dólares. Estas ventas fueron aprobadas por el gobierno egipcio durante el ejercicio 2001.

España

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en España derechos mineros sobre 16 bloques de exploración, todos ellos marinos (“offshore”), con una superficie neta total de 6.232 km², así como 13 bloques de producción con un área total neta de 1.154 km².

Repsol YPF ha producido, a través de sus instalaciones de Casablanca (Mar Mediterráneo), Poseidón (Océano Atlántico), Gaviota (Mar Cantábrico) y hasta julio 2002, La Lora (en tierra), 1,8 millones de barriles de petróleo y 4.900 millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción total equivalente de 2,6 millones de barriles equivalentes de petróleo (en torno a 7.253 barriles equivalentes de petróleo/día). Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural a 31 de diciembre de 2001 se estimaban en 4,2 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Durante el 2002, Repsol YPF ha llevado a cabo dos sondeos exploratorios con resultados negativo en ambos casos.

En enero de 2002, Repsol YPF obtuvo los permisos gubernamentales necesarios para llevar a cabo actividades de exploración en aguas situadas al este de Fuerteventura (Islas Canarias). Durante el año 2002 se trabajó en el diseño, adquisición y procesado de datos de 3.000 km² de sísmica 3D, labores que se prolongarán durante el año 2003. Esto permitirán, en caso de obtener resultados positivos, realizar dos pozos de exploración en 2004 y 2005 tras la obtención de las autorizaciones administrativas adicionales correspondientes. Durante el tercer trimestre del año, las compañías Woodside y RWE-DEA se unieron al proyecto con un 30% y un 20% de participación, respectivamente. Repsol YPF mantiene el 50% y será el operador. Este acuerdo fue aprobado por el Gobierno español el 10 de abril de 2003.

Repsol YPF firmó un acuerdo con las compañías Northern Petroleum y Teredo Oils Limited para la venta de la totalidad del 50% de su participación en la concesión de La Lora, que incluye el campo Ayoluengo, situado en la provincia de Burgos, con fecha efectiva 1 de julio de 2002 por aproximadamente 0,1 millones de euros. La producción actual de esta concesión es de aproximadamente 160 barriles de petróleo diarios.

Por otra parte, continuaron las operaciones del almacenamiento subterráneo de gas natural en el campo marino (“offshore”) de Gaviota.

Estados Unidos

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Estados Unidos derechos mineros sobre 25 bloques de exploración, con una superficie neta total de 379 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 0,9 millones de barriles equivalentes de petróleo. A lo largo del 2001 se perforó un sondeo de exploración en el país con resultado negativo.

En la ronda 183 que tuvo lugar en agosto de 2002, Repsol YPF obtuvo los bloques marinos (“off-shore”) de exploración GB-314, GB-315 y GB-402 en el Golfo de México.

Guyana

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía derechos mineros sobre un bloque de exploración offshore en Guyana, con una superficie neta de 9.825 km². No se perforaron pozos de exploración en el país en el año 2002. Repsol YPF ha solicitado la aprobación de las autoridades de Guyana para empezar un segundo período exploratorio de tres años.

Indonesia y Malasia

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Indonesia y Malasia derechos mineros sobre 3 bloques de exploración, con una superficie neta total de 6.366 km², así como un bloque de producción con un área total neta de 2 km².

La producción neta del año fue en Indonesia de 0,02 millones de barriles de petróleo, incluyendo condensados y líquidos separados del gas natural, y 1.000 millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción total equivalente de 0,2 millones de barriles equivalentes de petróleo (514

barriles equivalentes de petróleo/día). Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural a 31 de diciembre de 2002 se estiman en 14,8 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Durante el 2002 no se ha finalizado 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 (592 millones de dólares). 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. La fecha efectiva de la transacción ha sido 1 de enero de 2002.

El bloque South Sokang ha sido abandonado en junio de 2002, tras haber cumplido con los compromisos de exploración durante el primer período exploratorio.

Irán

En el ejercicio 2001, OMV una vez obtenido el bloque exploratorio Mehr, transfirió a Repsol YPF un 33% de participación. El bloque tiene una extensión de 792 km² y está situado en la zona plegada ("foreland") de la cordillera de Zagros en Irán.

Libia

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Libia derechos mineros sobre 3 bloques de exploración, con una superficie neta de 11.388 km², así como uno de explotación con una superficie neta de 874 km². Todos ellos están situados en la Cuenca de Murzuq y son operados por Repsol YPF.

La producción neta del año fue de 5,9 millones de barriles de petróleo (16.282 barriles de petróleo/día), procedente en su totalidad del Bloque NC-115 (Campo El-Sharara), se ha visto afectada en buena medida por la cuota asignada por la OPEP a Libia. Las reservas probadas netas de petróleo a 31 de diciembre de 2002 se han estimado en 98,4 millones de barriles.

Durante el ejercicio 2002, se han finalizado 5 sondeos exploratorios de los cuales 1 ha resultado positivo. Se ha hecho un descubrimiento importante en el primer trimestre de 2002 en la cuenca de Murzuq con el primer sondeo exploratorio realizado en el bloque NC-190.

Durante el año 2002 se ha continuado haciendo descubrimientos de petróleo en la cuenca de Murzuq y se está constituyendo una sólida base de reservas. En este sentido, los sondeos de avanzada D2 y D3 del bloque NC-186 incorporaron 52 millones de barriles equivalentes de petróleo a la categoría de reservas probadas totales de la estructura D. En el último trimestre del año se solicitó a las autoridades libias la aprobación para el desarrollo del campo.

En agosto de 2002, Repsol YPF recibió la aprobación de la National Oil Company de Libia (NOC) para desarrollar el campo "A" del bloque NC-186. Este campo tiene unas reservas recuperables

totales de petróleo estimadas en 140 millones de barriles. Repsol YPF tiene previsto iniciar la producción en el primer trimestre de 2004 y se alcanzará un nivel de producción de 40.000 barriles de petróleo al día. El bloque NC-186 tiene una superficie total neta de 4.300 km² y se estiman unas reservas potenciales de más de 300 millones de barriles equivalentes de petróleo.

En Mayo 2003 Repsol YPF ha firmado un contrato con la compañía estatal Libyan National Oil Company (NOC) para la exploración en seis bloques en Libia. Repsol YPF será el operador con una participación del 60% y OMV tendrá el restante 40%. Con esta concesión (“package 1”) Repsol YPF ha consolidado su posición en la cuenca de Murzuq y ha iniciado sus actividades de exploración en la cuenca de Sirte. La concesión incluye el bloque M1 en Murzuq, los bloques offshore O9 y O10 y el bloque S36 en Sirte y, por último, los bloques K1 y K3 en la cuenca de Kufra. El contrato incluye la perforación de 12 sondeos exploratorios y la obtención de 6.500 km. de sísmica durante los próximos 6 años y va a suponer una inversión estimada de aproximadamente 90 millones de dólares. El bloque M1 tiene una superficie de 7.865 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.

Perú

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Perú derechos mineros sobre 4 bloques de exploración con una superficie neta total de 15.443 km². Se perforó un pozo exploratorio en el país en el año 2002, con resultado negativo. En el ejercicio 2002, Repsol YPF abandonó el bloque 27 de la cuenca de Marañón.

Trinidad & Tobago

A 31 de diciembre de 2002, Repsol YPF poseía en Trinidad & Tobago derechos mineros sobre un bloque marino (“offshore”) de producción, así como sobre el 10% de los activos productivos marinos (“offshore”) de BP Amoco Trinidad & Tobago LLC (BPTT) en el país. La superficie neta total es de 392 km².

La producción neta del año fue de 2,5 millones de barriles de líquidos y 42.100 millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción total equivalente de 10 millones de barriles equivalentes de petróleo (27.379 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 2002 se estimaban en 236,3 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Repsol YPF adquirió con efecto 1 de enero de 2000 el 10% de las reservas de gas y líquidos de BP en Trinidad y Tobago. Esta inversión estaba estrechamente relacionada con la decisión de construir dos nuevos trenes de liquefacción, los trenes dos y tres, en las instalaciones de Atlantic LNG para procesar la producción de gas obtenida de estas reservas. Con fecha efectiva 1 de enero de 2002, Repsol YPF ha ejercitado la opción de compra de un 20% adicional de las reservas de BPTT, incrementando su participación hasta el 30%. Después del ejercicio de la opción, la producción de BPTT atribuible a Repsol YPF se estima que será de 105.000 barriles equivalentes de petróleo al día, lo que representa aproximadamente el 10% de la producción mundial de la Compañía. Con estas adquisiciones, Repsol YPF refuerza su posición estratégica en la zona para el desarrollo del gas natural.

Repsol YPF participa en un 20% en el Tren uno y en un 25% en los Trenes dos y tres. El tren uno comenzó a operar en 1999. El tren dos inició su actividad en agosto de 2002 con una capacidad

instalada de 4.400 millones de metros cúbicos anuales. El tren tres ha comenzado a operar en abril de 2003 y tiene una capacidad instalada de 4.400 millones de metros cúbicos al año. La inversión total estimada en los trenes dos y tres asciende a 1.100 millones de euros. La capacidad total instalada de la planta de Atlantic LNG es de aproximadamente de 13.000 millones de metros cúbicos anuales. (Ver Capítulo IV.2.4.4 Actividad de Gas y Electricidad). El Gobierno de Trinidad y Tobago ha aprobado la construcción de un cuarto tren de licuefacción en la planta de Atlantic LNG. Este cuarto tren incrementará la capacidad de producción de la citada planta hasta 15 millones de toneladas año, cerca de 20 miles de millones de metros cúbicos de gas año y se ha diseñado para una producción de 5,2 millones de toneladas año. Este proyecto incluirá 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 del año 2006. La participación de Repsol YPF en el Tren cuatro, si bien no se ha fijado aún, será del 20% como mínimo.

Durante el ejercicio 2002, se han terminado un total de 3 pozos exploratorios, dos de los cuales han tenido resultado positivo (Red Mango 2 y Iron Horse 1) ambos en la cuenca de Columbus. BPTT ha realizado un importante descubrimiento en el campo Iron Horse en la costa este de Trinidad, en el que se han estimado unas reservas de más de 28.000 millones de metros cúbicos anuales (ITCF).

Venezuela

A 31 de diciembre de 2002, 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 unos 5.494 km².

La producción neta del año fue de 15 millones de barriles de petróleo y líquidos separados del gas natural, y 105.600 millones de pies cúbicos de gas, con un total equivalente de 33,8 millones de barriles equivalentes de petróleo (92.513 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 257 millones de barriles equivalentes de petróleo. No se han terminado sondeos exploratorios en Venezuela durante el ejercicio 2002.

Repsol YPF y Petróleos de Venezuela (PDVSA), la compañía estatal venezolana, 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. El proyecto comprendía la mejora de los pozos existentes, la perforación de nuevos pozos, el desarrollo de las reservas de gas del campo, el incremento de la capacidad de tratamiento y comprensión de las plantas de gas y la construcción de un oleoducto entre Orocuai y Jusepín. En el primer trimestre de 2002, se completó la última fase de este proyecto. La producción media de gas se situó a 31 de diciembre de 2002 en 8,2 millones de metros cúbicos al día. Este acuerdo estará vigente hasta el fin de la concesión de explotación que se ha fijado en el 2013. Repsol YPF está en negociaciones con PDVSA para incrementar los volúmenes de ventas pactados hasta 10 millones de metros cúbicos por día.

En el ejercicio 2002 se ha comenzado la construcción de un nuevo oleoducto entre La Ceiba y Santa Rosa. Repsol YPF estima que el nuevo oleoducto estará operativo durante la primera mitad de 2003 y se espera que supondrá una importante mejora en la seguridad y eficiencia con respecto al oleoducto actual.

La producción en Venezuela se ha visto negativamente afectada por la huelga general que ha tenido lugar en el país durante el final del 2002 y comienzos del 2003. A mediados de enero de 2003, la producción volvió a los niveles previos a la huelga de nuevo.

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; es líder en el mercado español y argentino y uno de los principales operadores en Perú y Ecuador. La red de puntos de venta de Repsol YPF consta de 3.653 estaciones de servicio y aparatos surtidores en España y 2.976 estaciones de servicio y aparatos surtidores fuera del territorio nacional, principalmente en Latinoamérica. El área de Refino y Marketing supuso un 21,2%, 28,6% y 25,7% del resultado operativo de Repsol YPF en los ejercicios 2000, 2001 y 2002, respectivamente.

El 17 de diciembre de 2001, Repsol YPF y Petrobras cerraron definitivamente un acuerdo para intercambiar determinados activos de Repsol YPF en Argentina, por activos en Brasil de Petrobras. Los activos intercambiados por cada compañía se valoraron en aproximadamente 559 millones de dólares (625 millones de euros) – Ver la Nota 23 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto.- Conforme a este acuerdo, Petrobras ha recibido Eg3, la cuarta mayor compañía en el sector de refino y marketing en Argentina, con una red de 700 estaciones de servicio y una refinería en Bahía Blanca, con una capacidad de 30.500 barriles al día, mientras que Repsol YPF ha recibido como contrapartida el 30% de la refinería de REFAP en el sur de Brasil, que tiene una capacidad diaria de 180.000 barriles, una red de 240 estaciones de servicio en el centro, sur y sureste de Brasil con ventas anuales de 480 millones de litros y un 10% de participación en el campo de Albacora Leste, con reservas estimadas totales de 1.300 millones de barriles equivalentes de petróleo.

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>	Millones de Euros				
	2000	2001	2002	% 01/00	% 02/01
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN (2)					
España	23.362	22.495	20.798	(3,71)%	(7,54)%
Resto de Europa	769	419	562	(45,51)%	34,13%
Argentina	7.606	6.101	6.003	(19,79)%	(1,61)%
Resto Latinoamérica	1.828	2.300	2.824	25,82%	22,78%
Resto del mundo	1.309	1.176	1.102	(10,16)%	(6,29)%
Ajustes y otros (1)	-	(791)	(1.639)	-	-
	34.874	31.700	29.650	(9,10)%	(6,47)%
RESULTADO OPERATIVO					
España	1.144	1.167	659	2,01%	(43,53)%
Resto de Europa	5	11	6	120,00%	(45,45)%
Argentina	99	115	134	16,16%	16,52%
Resto Latinoamérica	61	101	51	65,57%	(49,50)%
Resto del mundo	14	12	4	(14,29)%	(66,67)%
	1.323	1.406	854	6,27%	(39,26)%
INVERSIONES					
España	651	538	308	(17,36)%	(42,83)%
Resto de Europa	29	17	21	(41,38)%	21,76%
Argentina	305	145	85	(52,46)%	(41,52)%
Resto Latinoamérica	269	173	169	(35,69)%	(2,08)%
Norte Africa y Oriente Medio	2	-	-	-	-
Resto del mundo	-	4	2	-	(57,50)%
	1.256	877	584	(30,18)%	(33,39)%
ACTIVOS TOTALES					
España	8.085	7.058	7.018	(12,70)%	(0,57)%
Resto de Europa	352	261	265	(25,85)%	1,57%
Argentina	4.465	3.120	3.161	(30,12)%	1,31%
Resto Latinoamérica	1.453	2.142	1.708	47,42%	(20,26)%
Resto del Mundo	137	154	124	12,41%	(19,48)%
	14.492	12.735	12.276	(12,12)%	(3,60)%

- (1) En 2000, recoge los ingresos de explotación del Área de Refino, Logística, Marketing y GLP antes de los ajustes de consolidación correspondientes a las eliminaciones de transacciones intergrupo realizadas con las restantes áreas de actividad. En 2001 y 2002 los importes correspondientes a dichos ajustes se han recogido en un epígrafe separado con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de ajustes intergrupo.
- (2) Se incluye como mayor precio de venta y de coste los impuestos especiales de los productos comercializados. Los impuestos especiales de 2000, 2001 y 2002 ascendieron a 6.869, 6.850 y 5.532 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 2000, 2001 y 2002 por importe de 33, 40 y 27 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultado operativos

Los ingresos operativos de la actividad de refino y marketing antes de ajustes intergrupo en 2002, fueron de 31.289 millones de euros en el año 2002, 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 que 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 reflejan 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 reflejan 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 vió parcialmente compensado por el descenso del 5,6% en las ventas en Argentina, si bien la contracción del mercado total se estima en un 8% debido a la situación económica.

Los ingresos operativos en 2001 antes de ajustes intergrupo del ejercicio 2001 han caído un 6,8% alcanzando la cifra de 32.491 millones de euros frente a los 34.874 millones de euros del ejercicio 2000. Los volúmenes de ventas en España, incluidas ventas a nuestras unidades de marketing, ventas de fuel marino (bunker) y ventas a otros vendedores, crecieron un 1,8% debido fundamentalmente a las mayores ventas de fueloil, especialmente a las centrales térmicas. Las ventas de gasolinas y gasóleos de Repsol YPF al marketing propio en España aumentaron un 4,2% respecto al año 2000. En Argentina esas ventas se han reducido un 8,5% debido a la menor demanda en el país como consecuencia de la crisis económica. Los ingresos operativos del 2001 también se han visto afectados por unos precios de venta más bajos que reflejan la caída del precio del crudo y una disminución de la producción de los productos refinados como consecuencia de la caída de la demanda a nivel internacional.

Las ventas de GLP, en España, han disminuido un 6,5% con respecto al año anterior debido a la madurez del mercado embotellado de GLP, que ha sido afectado por el incremento del uso de gas natural y electricidad como fuentes de energía alternativas para cocina y calefacción. Repsol YPF cree que el uso de estas fuentes de energía alternativas se incrementará en el futuro, afectando a nuestros ingresos por ventas de GLP. En España, la aplicación de la nueva fórmula para la determinación de los precios máximos de GLP ha supuesto unos mayores ingresos operativos durante el 2001. La fórmula de precio máximo ajusta el precio de venta del GLP en abril y octubre de cada año, pero usando los precios vigentes durante los doce meses previos, que en este caso fueron más altos que los precios internacionales de 2001. En Latinoamérica, el volumen de las ventas de GLP se incrementó significativamente debido a la incorporación de Chile (enero 2001) y Bolivia (octubre 2001).

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 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 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.

El resultado operativo de refino y marketing del año 2001, se incrementó un 6,3% hasta los 1.406 millones de euros desde los 1.323 millones de euros durante el 2000. El resultado operativo mejoró en relación a 2000, principalmente como resultado de mejores márgenes comerciales en España y Latinoamérica, que se han recuperado después del fuerte descenso durante el año 2000, y reflejaron la estabilidad de los precios minoristas gracias a una significativa reducción de los precios de refinación. En Latinoamérica el resultado operativo también ha mejorado como consecuencia de los programas de ahorro de costes y de la positiva evolución de los negocios fuera de Argentina, en concreto la refinación de La Pampilla en Perú y la actividad del GLP en Chile, Ecuador y Perú. Asimismo, durante 2001 los márgenes de GLP mejoraron como consecuencia de la aplicación de la nueva fórmula de precios máximos y el descenso de las cotizaciones internacionales de la materia prima en 2001 respecto de 2000. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por provisiones de 189 millones de euros por contingencias derivadas de un previsible incremento de la morosidad en Argentina, así como por el descenso en el valor de las garantías de los clientes causado por la devaluación del peso argentino frente al dólar.

Los márgenes de refino de Repsol YPF en 2001 han disminuido en 0,34 dólares por barril respecto a los obtenidos en el año 2000, situándose en 3,14 dólares por barril. La primera mitad de 2001 se caracterizó por unos buenos márgenes internacionales de refino. Aunque estos márgenes más tarde descendieron durante la segunda mitad de 2001, este efecto fue parcialmente contrarrestado en Latinoamérica donde los márgenes de refino en 2001 fueron más altos que en 2000.

Refino

Las refinaciones 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 de forma conjunta suman el 59% de la capacidad estimada de refino en España, en términos de capacidad instalada efectiva de destilación primaria, a 31 de diciembre de 2002. Repsol YPF inició sus actividades de refino en Latinoamérica en agosto de 1996 con la compra, a través del consorcio Refinadores del Perú (“Refipesa”), en el que actualmente Repsol YPF Perú B.V. posee un 78,76%, de un 60,04% de la Refinería La Pampilla, S.A. (“Relapasa”), cuyo principal activo es la refinación de La Pampilla. Repsol YPF es el operador técnico de la refinación de La Pampilla.

Repsol YPF posee y opera tres refinaciones 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 refino en Argentina, en términos de capacidad instalada efectiva de destilación primaria, a 31 de diciembre de 2002. Además, Repsol YPF participa en una refinación 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 2002.

	Destilación Primaria Miles de barriles día	Índice de Conversión (1) %	Lubricantes Miles de toneladas/año
Capacidad de refinó 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 2000, 2001 y 2002, en el 47,3%, 54,8% y el 52,7% respectivamente. El descenso en el 2002 se ha debido 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 2002, las refinerías de Repsol YPF procesaron 52,8 millones de toneladas de crudo, el 27% 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 2001 y 2002 esta cantidad se estableció en torno a los 103.000 barriles por día. La cantidad para el 2003 todavía no ha sido fijada, si bien se estima en unos 104.000 barriles diarios. Adicionalmente, 8,1 millones de toneladas de crudo y 4 millones de toneladas de productos intermedios o finales han sido compradas y revendidas en los mercados internacionales en 2002. Todas estas operaciones se denominan en dólares.

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

	2002	2001	2000
Oriente Próximo	13%	14%	18%
Norte de África	13%	14%	14%
África Occidental	8%	10%	8%
Latinoamérica	52%	50%	50%
Europa	14%	12%	10%
	100%	100%	100%

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

	2002 ⁽¹⁾	2001	2000
Materias primas procesadas ⁽²⁾			
Crudo	52,8	51,0	52,7
Otras cargas y materias primas	5,1	5,7	6,4
Total	57,9	56,7	59,1
Producción ⁽³⁾			
Destilados medios	24.336	23.654	24.294
Gasolinas	11.657	11.285	12.797
Fuelóleos	8.288	7.994	8.851
GLP	1.687	1.704	1.736
Asfaltos ⁽⁴⁾	1.504	1.405	1.363
Lubricantes	450	406	430
Otros (sin petroquímicos)	3.397	3.476	3.540
Total	51.319	49.924	53.011

(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 86,3% de su capacidad en el ejercicio 2002 frente al 87,4% de media en 2001 y al 89,5% de media del total de las refinerías españolas en 2002. Durante el 2002, las cinco refinerías españolas de Repsol YPF refinaron 31,9 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.1.3 Marco legal – España - Petróleo y productos petrolíferos). Siguiendo este plan, se ha puesto en funcionamiento un “hydrocracking” en Tarragona a mediados de 2002. Otros importantes proyectos que actualmente están siendo

acometidos son un “mild hydrocracking” en Puertollano, una unidad de pretratamiento de carga en el FCC de La Coruña y una unidad de isomerización en la refinería de Tarragona.

A 31 de diciembre de 2002 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 2002, se han vendido 105.800 toneladas de productos y 174.300 toneladas de crudo 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 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 2002. Durante el ejercicio 2002 La Pampilla ha operado a una capacidad media del 76% frente al 77,5% durante el 2001. La capacidad, producción y activos de La Pampilla se consolidan en Repsol YPF por el método de integración global. 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 2002 en la refinería de La Pampilla se refinaron 4 millones de toneladas de crudo.

Repsol YPF está llevando a cabo determinados proyectos con la intención de incrementar la capacidad de la refinería de La Pampilla. En 2002 se han completado 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 de Huincul, que pertenecen a YPF. Durante 2002 las refinerías de Repsol YPF en Argentina han operado a una capacidad media del 89,8% frente al 87% en 2001.

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 kms. 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 Isomax 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 2002 el total de crudo procesado en Argentina alcanzó los 15,2 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 ha sido obtenida a través del intercambio de activos con Petrobras. (Ver IV.2.4.2 Actividad de Refino, Logística y Marketing y 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			%	%
	2002	2001	2000		
España:					
Gasolinas	4.345	4.380	4.472	(0,80)	(2,06)
Gasoil/Keroseno	15.469	14.929	14.998	3,62	(0,46)
Fueloil	4.763	4.019	3.510	18,51	14,50
Resto	2.208	2.313	2.199	(4,54)	5,18
	<u>26.785</u>	<u>25.641</u>	<u>25.179</u>	4,46	1,83
Argentina (1) y (2)					
Gasolinas	1.292	1.436	2.119	(10,03)	(32,23)
Gasoil/Keroseno	5.061	5.386	7.115	(6,03)	(24,30)
Fueloil	67	72	238	(6,94)	(69,75)
Resto	1.581	1.656	1.725	(4,53)	(4,00)
	<u>8.001</u>	<u>8.550</u>	<u>11.197</u>	(6,42)	(23,64)
Resto:					
Gasolinas	4.170	4.150	4.012	0,48	3,44
Gasoil/Keroseno	5.384	4.712	4.195	14,26	12,32
Fueloil	3.569	4.656	4.653	(23,35)	0,06
Resto	2.182	1.973	2.220	10,59	(11,13)
	<u>15.305</u>	<u>15.491</u>	<u>15.080</u>	(1,20)	2,73
Total:					
Gasolinas	9.807	9.966	10.604	(1,60)	(6,02)
Gasoil/Keroseno	25.914	25.027	26.308	3,54	(4,87)
Fueloil	8.399	8.747	8.401	(4,00)	4,12
Resto	5.971	5.942	6.143	0,50	(3,27)
	<u>50.091</u>	<u>49.682</u>	<u>51.456</u>	0,80	(3,45)

- (1) Desde el 1 de enero de 2001 no se incluye la actividad correspondiente a Eg3 (Argentina).
 (2) A efectos comparativos, se han determinado las ventas acumuladas a 31 de diciembre de 2000 descontando las correspondientes a Eg3. Las cifras obtenidas son las siguientes:

	2000	01/00 (%)
Gasolinas	1.622	(11,5)
Gasoil/Keroseno	5.915	(9,0)
Fueloil	122	(41,2)
Resto	1.617	2,4

En 2002 aproximadamente el 16,2% de las ventas efectuadas en España fueron de gasolina y el 57,8% de destilados medios. En el caso de Argentina, el 16,1% de las ventas fueron de gasolina y el 63,3% de destilados medios. En 2002, 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 limita 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.1.3. Marco legal – España – Petróleo y Productos Petrolíferos). Repsol YPF ha cumplido estas restricciones en marzo de 2003. Para cumplir dichas restricciones, 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 representan unas plusvalías agregadas para Repsol YPF de aproximadamente 293 millones de euros. La participación de Repsol YPF en CLH y la participación agregada en CLH de las compañías con capacidad de refino en España a 31 de diciembre de 2002 era de 31,79% (5,33% indirectamente a través de su filial Petronor) y 54,15%, respectivamente. 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).

CLH es el principal distribuidor de productos petrolíferos en España. A 31 de diciembre de 2002 la red de transporte de esta compañía constaba de 3.426 kilómetros de poliductos, 6 buques y 140 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 6,2 millones de metros cúbicos. CLH posee 6 gabarras para dar suministros a buques en puertos con una capacidad agregada de 10.592 toneladas de peso muerto.

La refinería de Puertollano está conectada con las instalaciones portuarias de Cartagena para el suministro a través de un oleoducto de 358 kilómetros de longitud que entró en funcionamiento en el año 2000 y que sustituyó al antiguo, el cual 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 (50 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 el oleoducto de crudo de dos líneas de 513 kms cada una de longitud desde la cuenca neuquina a Puerto Rosales. También participa a 31 de diciembre de 2002 con un 18% en el Oleoducto Transandino de 430 kms 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 m³) y Caleta Olivia, provincia de Santa Cruz (246.000 m³). 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.

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 970.000 metros cúbicos, tres de ellas anexas a las correspondientes refinerías 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 14.000 m³ 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 m³. Además Repsol YPF tiene arrendadas dos instalaciones de ENAP: una en Maipú (4.000 m³) y otra en Linares (1.500 m³).

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 2002 eran los siguientes:

Puntos de Venta	Controlado por		Total	
	Repsol YPF (1)	Abanderadas		
España	2.871	782	3.653	(2)
Argentina	164	1.776	1.940	(3)
Perú	81	43	124	
Ecuador	58	65	123	
Chile	103	69	172	
Brasil	41	446	487	(4)
Portugal	85	24	109	
Italia	-	21	21	
Total	3.403	3.226	6.629	

- (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) Incluye 10 puntos de venta en construcción.
- (3) Incluye el 50% de la red de Refinor .
- (4) Incluye el 100% de la Red Wal.

A 31 de diciembre de 2002, el número de estaciones de servicio ha descendido a 6.629 desde las 6.636 estaciones de servicio a 31 de diciembre de 2001, 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	1.707
Repsol	1.496
Petronor	420
Sin marca	30
	<u>3.653</u>

(1) 10 puntos de venta están en fase de construcción.

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 2002, Repsol YPF tenía 2.871 puntos de venta de “vínculo fuerte” (de los cuales gestionaba directamente 945), lo que representa el 78,6% 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 21,4% 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. Tres ejemplos claros de este tipo de productos y servicios son las estaciones de servicio Supercor, que son operadas conjuntamente por Repsol y El Corte Inglés (los grandes almacenes más importantes de España), la tarjeta VISA Repsol YPF y la tarjeta Solred.

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 2002, 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 el año 2000, se lanzó la nueva tarjeta Solred-Race, con ventajas especiales para los socios del Real Automóvil Club de España.

Repsol YPF considera que, a 31 de diciembre de 2002, sus competidores en Península y Baleares con capacidad de refino, esto es, Cepsa-Elf y BP Oil España, tienen aproximadamente el 27,5% de los puntos de venta del mercado español. Repsol YPF calcula que aproximadamente 2.573 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 2.446 y las 2.371, que existían al final de 2001 y 2000, 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, 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 42,5% 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 el 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.1.3 Marco legal – España – Petróleo y productos petrolíferos).

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 está presente en Argentina a través de la red de estaciones de servicio con marca YPF. A 31 de diciembre de 2002 YPF cuenta con 1.908 puntos de venta, de los que 133 son propios, 25 alquilados al ACA (Automóvil Club Argentino) y el resto afiliados. La sociedad OPESSA (filial al 100% de Repsol YPF) gestiona directamente 131 puntos de venta, de los cuales 106 son propios y 25 son arrendados al ACA. Los restantes 27 puntos de venta propios están gestionados por terceros.

Repsol YPF participa en Refinor en un 50% a través de YPF. Esta compañía contaba a 31 de diciembre de 2002 con una red de 64 puntos de venta, de los cuales opera 13. A 31 de diciembre de 2002, los puntos de venta de YPF suponían aproximadamente un 28,9% del mercado argentino. Los principales competidores de Repsol YPF en dicho mercado argentino son Shell, Petrobras y Esso con, aproximadamente, el 15,9%, el 11,6% y el 12%, 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 2002, con 124 puntos de venta, de los que 81 eran propios y 58 gestionados directamente.

Ecuador

A través de Repsol YPF Comercial de Ecuador, la red de Repsol YPF contaba, a 31 de diciembre de 2002, con 123 puntos de venta, de los que 58 eran propios y 21 gestionados directamente.

Chile

Repsol YPF Chile a 31 de diciembre de 2002 contaba con una red de 172 puntos de venta, de los cuales 103 tenían vínculo fuerte (30 eran propios, 73 arrendados) y 69 afiliados. OPESE (filial al 100% de Repsol YPF Chile) gestiona directamente 30 de ellos, 15 propios y 15 alquilados.

Brasil

Repsol YPF Brasil contaba a 31 de diciembre de 2002 con 487 puntos de venta (incluidos los puntos de venta procedentes del intercambio con Petrobras), de los que 41 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 una compañía de petróleo integrada verticalmente en el país. (Ver Capítulo IV.2.4.2 Actividad de Refino, Logística y Marketing y Nota 23 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto)

Europa

A 31 de diciembre de 2002 Repsol YPF disponía de 109 puntos de venta en Portugal (87 en propiedad y 24 abanderados), 38 de ellos gestionados directamente a través de GESPOST, sociedad 100% de Repsol Portugal.

El total de la inversión en marketing y refino durante 2002 fue de 584 millones de euros. Repsol YPF, ha invertido también cantidades significativas en incrementar el número de puntos de venta con vínculo fuerte en su red así como 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 también 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.. Repsol YPF cree que esta nueva 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 también tiene el 100% de Repsol

YPF Lubricantes y Especialidades (antes Repsol Productos Asfálticos), así como el 100% de Asfalnor, a través de Petronor, ambas distribuyen y comercializan productos asfálticos. En Portugal, la comercialización de asfaltos se hace a través de Repsol Portugal.

Gases Licuados del Petróleo

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

	Miles de toneladas		
	2002	2001	2000
Volumen de ventas de GLP(1)			
España	2.030	2.102	2.247
Argentina	342	363	391
Resto de latinoamérica	783	696	509
Resto del mundo	81	84	83
Total	3.236	3.245	3.230

	Miles de toneladas		
	2002	2001	2000
Volumen de ventas de GLP(1)			
Envasado	2.273	2.298	2.289
Granel, canalizado y otros (2)	963	947	941
Total	3.236	3.245	3.230

(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 del 2002 nuestras operaciones al por menor de GLP en Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador, Francia y Perú y Marruecos habían sido integradas en Repsol Butano. Durante el 2003 incorporaremos a Repsol Butano las operaciones de GLP de Repsol Portugal, que han sido segregadas del resto de las actividades realizadas en Portugal en el 2002.

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, a la industria petroquímica y a consumidores finales para ser utilizado como combustible.

El proceso de envasado de GLP en España se realiza en 20 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 780 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 38 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 2002 las ventas de gas envasado representaron el 70,7% sobre el volumen total de ventas de Repsol Butano.

Aproximadamente el 29,3% de las ventas de Repsol Butano en 2002 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 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 ha vendido 2,0 millones de toneladas de GLP en 2002, frente a los 2,1 millones de toneladas de GLP en 2001 y frente a los 2,3 millones de toneladas vendidas en 2000. Aproximadamente, el 49,5% de los suministros de materia prima de Repsol Butano del año 2002 se obtuvieron de refinerías españolas, adquiriéndose el resto de fuentes ubicadas en las regiones del Mar del Norte y Argelia.

Repsol YPF considera que, como resultado 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, si bien Repsol YPF cree que el volumen total de ventas del GLP crecerá gracias al crecimiento 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 kilogramos 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 favorable en el 2002 para Repsol YPF ya que el precio máximo ha sido calculado en base a un precio medio de la materia prima de 285 euros por tonelada frente a un precio medio actual de 262 euros por tonelada. Los precios de la materia prima en los mercados internacionales han sido, para los ocho primeros meses de 2002, menores que el precio utilizado en el cálculo del precio máximo, y desde septiembre de 2002 mayores que el precio de referencia, alcanzando su punto máximo en noviembre de 2002 con un precio que era 86 euros por tonelada más alto que el precio utilizado en el cálculo. En abril de 2002 el Gobierno español incrementó el margen que podía ser cargado sobre el precio de referencia y que había sido fijado en octubre de 2000, un 12,9% lo que ha supuesto un incremento de 0,317624 euros por kg. (Ver epígrafe IV.1.2 Marco legal – España – Gases licuados del petróleo).

Argentina

YPF es el principal productor de GLP en Argentina con 600.000 toneladas en 2002, que representa un 28% de la producción total de GLP en Argentina.

Con efecto 1 enero de 2001, el Consejo de Administración de YPF aprobó la fusión de YPF Gas y Repsol Gas, sociedades que ya trabajaban de forma conjunta en muchos aspectos desde 1999. El nombre de la nueva sociedad es Repsol YPF Gas y 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 342.300 toneladas de GLP al mercado minorista de Argentina en 2002.

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. ha transferido su participación en Repsol YPF Gas de Bolivia a Repsol Butano, S.A. Las ventas de Repsol YPF Gas de Bolivia en 2002 fueron de aproximadamente 152.000 toneladas de GLP, que serían equivalentes a una cuota de mercado del 44,5%.

Chile

Repsol YPF, en noviembre de 2000 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 para vender el 45% restante durante 3 años. 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 370.000 toneladas en 2002 lo que supone una cuota de mercado del 36,5%.

Perú

Repsol YPF posee una participación del 100% de RepsolYPF Comercial del Perú, antiguamente Solgas, sociedad que cuenta con una cuota de mercado del 27,5% del mercado peruano y con una cifra de ventas de 183.000 toneladas en 2002. En 2002, Repsol YPF Comercial del Perú fue transferida a Repsol Butano.

Ecuador

En julio de 1998 Repsol YPF adquirió una participación del 75% de la empresa Duragas, dedicada a la comercialización de GLP en Ecuador por un importe de 26,2 millones de dólares y en abril de 2001 se adquirió el restante 25% por 5,9 millones de euros. En el año 2002 las ventas de Duragas fueron de 282.000 toneladas de GLP, siendo una de las empresas líder del sector en su país con un 40% de la cuota de mercado. En enero de 2002, Duragas y sus filiales fueron transferidas a Repsol Butano, S.A.

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 80.000 toneladas en 2002.

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. Las unidades de producción de estos centros se encuentran en los mismos complejos industriales en los que están tres de 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				
	2000	2001	2002	% 01/00	% 02/01
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>					
España	1.830	1.837	1.714	0,38%	(6,70)%
Resto de Europa	21	-	-	-	-
Argentina	532	518	395	(2,63)%	(23,75)%
Resto Latinoamérica	62	-	-	-	-
Ajustes y otros ⁽¹⁾	-	(67)	(122)	-	-
	<u>2.445</u>	<u>2.288</u>	<u>1.987</u>	<u>(6,42)%</u>	<u>(13,16)%</u>
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>					
España	147	(42)	41	-	-
Resto de Europa	3	-	-	-	-
Argentina	1	(13)	56	-	-
Resto Latinoamérica	1	-	-	-	-
	<u>152</u>	<u>(55)</u>	<u>97</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<u>INVERSIONES ⁽²⁾</u>					
España	112	105	61	(6,25)%	(42,10)%
Resto de Europa	1	-	-	-	-
Argentina	153	81	28	(47,06)%	(65,31)%
Resto Latinoamérica	2	32	-	1.500,00%	-
	<u>268</u>	<u>218</u>	<u>89</u>	<u>(18,66)%</u>	<u>(59,22)%</u>
<u>ACTIVOS TOTALES</u>					
España	2.041	1.946	1.964	(4,65)%	0,93%
Resto de Europa	13	-	-	-	-
Argentina	867	958	853	10,50%	(10,99)%
Resto Latinoamérica	53	-	-	-	-
	<u>2.974</u>	<u>2.904</u>	<u>2.817</u>	<u>(2,35)%</u>	<u>(3,00)%</u>

- (1) En 2000, recoge los ingresos de explotación del Área de Química antes de los ajustes de consolidación correspondientes a las eliminaciones de transacciones intergrupo realizadas con las restantes áreas de actividad. En 2001 y 2002, los importes correspondientes a dichos ajustes se han recogido en un epígrafe separado con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de ajustes intergrupo.
- (2) La cifra de las inversiones del Área de Química no incluyen las inversiones en gastos de proyección plurianual correspondientes a los ejercicios 2000, 2001 y 2002 por un importe de 88, 2 y 5 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultados operativos

Los ingresos operativos del ejercicio 2001 antes de ajustes intergrupo disminuyeron un 3,7% hasta los 2.355 millones de euros desde los 2.445 millones de euros en 2000. A pesar del mayor volumen de ventas, los ingresos operativos del área de Química se vieron afectados significativamente por el descenso en los precios tanto de la química básica como de la química derivada. Este descenso se debió principalmente a la evolución de los precios internacionales la cual reflejó unos precios del crudo menores durante el ejercicio 2001 así como una desaceleración en el crecimiento de la demanda, la cual se acentuó particularmente después de los acontecimientos del 11 de septiembre. El volumen total de ventas de los productos petroquímicos (3,38 millones de toneladas) se

incrementó un 20% respecto del ejercicio anterior debido a que empezaron a operar nuevas unidades y a pesar del declive en la demanda generalizada en el mercado.

Los ingresos operativos en el ejercicio 2002 antes de ajustes intergrupo han disminuido un 10,45% hasta los 2.109 millones de euros desde los 2.355 millones en el ejercicio 2001. Esta disminución refleja una reducción en los ingresos por las operaciones en España y en Argentina que se ha 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 ha compensado parcialmente con un incremento del 4,5% en el volumen de ventas. Los precios medios menores del mix de ventas en Argentina se han debido 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 oxo-alcoholes, 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 el ejercicio 2001, el resultado operativo del área Química registró unas pérdidas de 55 millones de euros comparado con el resultado operativo positivo del ejercicio 2000 que ascendió a 152 millones de euros. Este resultado del ejercicio 2001 se debió principalmente a: la disminución en los márgenes internacionales tanto en lo que respecta a la química básica como a la química derivada, lo cual es característico de un ciclo bajo en esta industria, la desaceleración de la demanda, la cual se acentuó por los acontecimientos del 11 de septiembre y las provisiones por 11 millones de euros para compensar el previsto incremento en las cuentas de morosos debido a la crítica situación de la economía argentina.

El resultado operativo del ejercicio 2002 ha alcanzado los 97 millones de euros tras unas pérdidas de 55 millones de euros correspondientes al ejercicio 2001. El resultado operativo del ejercicio 2002 se ha debido 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 han alcanzado 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 ha mantenido 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 2002:

	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	580 (1)	-
Polipropileno	440	85
PRODUCTOS INDUSTRIALES		
P-xileno, O-xileno	-	63
Amonio/Urea	-	850
Metanol	-	411
Otros (2)	-	295
PRODUCTOS TÉCNICOS		
Óxido de propileno/polioles/glicoles y estireno monómero	995	-
Acrlonitrilo/Metilmacrilato (MMA)	166	-
Caucho	54	45
Otros (3)	78	-

(1) Incluye copolímeros EVA (Etileno vinilo acetato).

(2) 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 2000, 2001 y 2002:

	Miles de toneladas		
	2000	2001	2002
Petroquímica básica	2.310	2.342	2.141
Petroquímica derivada	1.781	2.562	3.007

Las ventas de productos petroquímicos durante los ejercicios 2000, 2001 y 2002 fueron:

	Miles de toneladas		
	2000	2001	2002
Por zonas:			
España	1.111	1.148	1.257
Argentina	393	632	539
Resto	1.308	1.595	1.730
	<u>2.812</u>	<u>3.375</u>	<u>3.526</u>
Por tipos:			
Básica	818	712	723
Derivada	1.994	2.663	2.803
	<u>2.812</u>	<u>3.375</u>	<u>3.526</u>

Repsol YPF produce, distribuye y comercializa directamente su producción química. Asimismo, para una parte de su portafolio 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 1.024.000 toneladas de urea y 676.000 toneladas de amonio. Repsol YPF es el principal proveedor de gas natural de Profertil con el 50% 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 Polisar: PBB (Petroquímica Bahía Blanca) y Polisar Companies se fusionaron el 3 de septiembre de 2001 y formaron la sociedad PBBPolisar, en la que Repsol YPF tiene una participación del 28%. PBBPolisar 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 2000, 2001 y 2002 por países han sido:

	Miles de toneladas		
	2000	2001	2002
España	218	103	107
Argentina	217	210	171
Resto	383	399	445
Total	<u>818</u>	<u>712</u>	<u>723</u>

Las ventas por tipo de proceso en los ejercicios indicados han sido las siguientes:

	Miles de toneladas		
	2000	2001	2002
Cracker de olefinas	595	490	450
Extracción de aromáticos	<u>223</u>	<u>222</u>	<u>273</u>
Total	<u>818</u>	<u>712</u>	<u>723</u>

Petroquímica derivada

Estos productos se clasifican en tres categorías: poliolefinas, productos industriales y productos técnicos.

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. 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.

Bajo la denominación de productos técnicos 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 derivados presentan un alto nivel de integración no sólo con la petroquímica básica, sino también con las actividades del 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 2000, 2001 y 2002 fueron realizadas en los siguientes mercados:

	Miles de toneladas		
	2000	2001	2002
España	893	1.045	1.150
Argentina	176	422	368
Resto	925	1.195	1.285
Total	1.994	2.662	2.803

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 and 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 ha finalizado la puesta en marcha en Bahía Blanca (Argentina) de 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, que utiliza gas natural como materia prima, contribuye al objetivo estratégico de integración entre la actividad química y el upstream.

Otro ejemplo de integración entre la actividad petroquímica y el upstream es el proyecto de la unidad de metanol en la refinería de Plaza Huincul (Argentina). Esta unidad al utilizar como materia prima el gas natural hace posible la monetización de las reservas. Adicionalmente, Repsol YPF espera obtener importantes sinergias dada la situación de esta unidad en la refinería de Plaza Huincul.

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.

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 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 16,1%, 21,6% y 19% del resultado operativo del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2000, 2001 y 2002, 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 Vice-presidencia 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.

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.

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>	Millones de Euros				
	2000 ⁽¹⁾	2001	2002	% 01/00	% 02/01
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN₍₁₎					
España	3.940	4.634	2.627	17,61%	(43,31)%
Resto de Europa	160	-	-	(100,00)%	-
Argentina	957	789	76	(17,55)%	(90,37)%
Resto Latinoamérica	340	436	394	28,24%	(9,63)%
Norte de África y Oriente Medio	33	41	13	24,24%	(68,29)%
Ajustes y otros (2)	-	(22)	(67)	-	-
	5.430	5.878	3.043	8,25%	(48,24)%
RESULTADO OPERATIVO					
España	686	791	506	15,31%	(36,03)%
Resto de Europa	35	-	-	(100,00)%	-
Argentina	198	159	34	(19,70)%	(78,62)%
Resto Latinoamérica	25	33	27	32,00%	(18,18)%
Norte de África y Oriente Medio	62	79	66	27,42%	(16,46)%
	1.006	1.062	633	5,57%	(40,40)%
INVERSIONES₍₃₎					
España	1.165	871	354	(25,24)%	(59,36)%
Resto de Europa	-	-	-	-	-
Argentina	254	39	15	(84,65)%	(61,54)%
Resto Latinoamérica	628	355	320	(43,47)%	(9,86)%
Norte de África y Oriente Medio	-	-	5	-	-
	2.047	1.265	694	(100,00)%	(100,00)%
ACTIVOS TOTALES					
España	6.982	7.437	1.591	6,52%	(78,61)%
Resto de Europa	111	96	12	(13,51)%	(87,19)%
Argentina	2.295	1.526	413	(33,51)%	(72,94)%
Resto Latinoamérica	1.513	1.454	402	(3,90)%	(72,35)%
Norte de África y Oriente Medio	621	676	200	8,86%	(70,41)%
	11.522	11.189	2.618	(2,89)%	(76,60)%

- (1) Como resultado del acuerdo alcanzado en enero de 2000 entre La Caixa y Repsol YPF, el Grupo Gas Natural se ha consolidado por integración global desde el 1 de enero de 2000 y hasta mayo de 2002. Tras la venta de un 23% de participación, Gas Natural ha pasado a consolidarse por integración proporcional a partir de finales de mayo de 2002
- (2) En 2000, recoge los ingresos de explotación del Área de Gas y Electricidad antes de los ajustes de consolidación correspondientes a las eliminaciones de transacciones intergrupo realizados con las restantes áreas de actividad. En 2001 y 2002, los importes correspondientes a dichos ajustes se han recogido en un epígrafe separado con objeto de calcular los ingresos de explotación de esta actividad netos de ajustes intergrupo.
- (3) La cifra de inversiones del Área de Gas y Electricidad no incluye las inversiones en gastos de proyección plurianual correspondientes a los ejercicios 2000, 2001 y 2002 por importe de 16, 48 y 4 millones de euros, respectivamente.

Ingresos y resultados operativos

El resultado operativo de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2002 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 ha debido fundamentalmente al cambio en el método de consolidación de Gas Natural de integración global en el 2001 a integración proporcional de la participación del 24,04% tras la venta del 23% en mayo de 2002. También han tenido un impacto negativo tanto la desconsolidación de Enagas en julio de 2002 como la devaluación del peso que ha afectado de forma significativa a los márgenes de venta del gas natural. Desde enero de 2002, dichos márgenes fueron fijados en pesos por la Ley de Emergencia del Gobierno argentino.

El resultado operativo de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2001 alcanzó la cifra de 1.062 millones de euros lo que supuso un incremento de un 5,6% frente a los 1.006 millones de euros del año 2000. Este incremento se debió fundamentalmente, a unos mayores volúmenes de venta parcialmente compensados por un ligero deterioro en los márgenes como consecuencia de un descenso en los precios de mercado, el cual se reflejó más rápidamente en los precios de venta que en los precios de compra, y provisiones por importe de 25 millones de euros dotadas como consecuencia de la situación en Argentina.

Los ingresos operativos antes de ajustes intergrupo de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2002 han ascendido a 3.110 millones de euros, lo que supone un descenso del 47,3% con respecto a los 5.900 millones de euros que se obtuvieron en el 2001. Este descenso se ha debido fundamentalmente al cambio en el método de consolidación de Gas Natural de integración global en el 2001 a integración proporcional del 24,04% de participación a partir de finales de mayo de 2002. Otros factores que han afectado significativamente a la cifra de ingresos han sido 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 ha visto parcialmente compensado por un incremento del 13% en los volúmenes de ventas principalmente en América Latina (excepto en Argentina) y España, que reflejan los buenos resultados de la actividad de trading en España y mayores ventas a las centrales térmicas de generación eléctrica.

La mayor liberalización del mercado español de gas en el 2002 a través de la aplicación del Real Decreto Ley 6/2000 ha permitido que continúe el trasvase de clientes industriales del mercado regulado al mercado no regulado (en el cual pueden elegir libremente el suministrador). El mercado no regulado ha supuesto en el 2002 el 55% del mercado total de gas en España, comparado con el 38% que representaba en el 2001. Desde el 1 de enero de 2003, cualquier cliente –y no sólo los industriales- puede elegir libremente su suministrador de gas natural. (Ver Capítulo IV.1.3 Marco legal – España – Gas natural – “Distribución”). La cuota de mercado que tiene Gas Natural a través de Gas Natural Comercializadora en el mercado no regulado ha descendido del 80% en 2001 hasta el 63% en el 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. 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 2002, ni se espera que los tenga en el ejercicio 2003. 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 alcanzada en el 2002 por Gas Natural Comercializadora ha ascendido desde el 3% en 2001 hasta el 4%.

Los ingresos operativos antes de ajustes intergrupo de la actividad de gas y electricidad en el ejercicio 2001 fueron de 5.900 millones de euros lo que representó un incremento del 8,7% respecto de los 5.430 millones de euros del ejercicio anterior. Este crecimiento se debió a un incremento de los volúmenes de venta en los sectores doméstico y comercial debido a un mayor número de clientes así como a un descenso de las temperaturas respecto del año anterior, compensado en parte con un descenso en el precio medio de venta.

La liberalización del mercado en España supuso el traspaso de ciertos clientes industriales del mercado regulado al no regulado, el cual representaba el 38% del mercado total en España en 2001 comparado con el 9% en 2000. Gas Natural tenía un 80% de cuota del mercado no regulado a través de Gas Natural Comercializadora. Del total de nuestras ventas en España en 2001, el 33% correspondió al mercado no regulado comparado con un 6% en 2000. El mercado no regulado está formado únicamente por clientes industriales hasta el año 2003, fecha a partir de la cual cualquier cliente podrá acceder a dicho mercado. La diferencia entre los mercados regulado y no regulado es que en el primero las ventas de gas se realizan a un precio establecido mientras que en el segundo las ventas se realizan a unos precios no regulados, incrementados en un peaje o cánon por el uso de la red de gasoducto. Repsol YPF espera que el traspaso de clientes del mercado regulado al no regulado no tenga un impacto material ni en sus ingresos ni en sus resultados. Asimismo, considera que los peajes antes indicados, fijados por ley, le permitirán recuperar sus inversiones y el desarrollo de sus infraestructuras de gas.

En el mercado eléctrico no regulado Gas Natural Comercializadora, S.A. obtuvo una cuota de mercado de aproximadamente el 3% en el ejercicio 2001, tras haber comenzado a operar a finales del ejercicio 2000.

Gas Natural

Las ventas de gas natural por mercados en los tres últimos ejercicios han sido las siguientes⁽¹⁾:

	Miles Millones Metros Cúbicos		
	2002	2001	2000
Doméstico/comercial	5,38	5,23	4,95
Industrial	14,20	14,68	14,29
Plantas termoeléctricas	1,99	1,03	0,80
Otros	5,30	2,83	2,52
Total	26,87	23,77	22,57

La distribución de las ventas de gas natural por zonas es⁽¹⁾:

	Miles Millones Metros Cúbicos		
	2002	2001	2000
España	18,52	16,92	16,32
Argentina	2,22	2,26	2,48
Resto de Latinoamérica	4,45	3,48	2,83
Resto del Mundo	1,68	1,10	0,94
Total	26,87	23,76	22,57

(1) Las tablas incluyen el 100% de los volúmenes de ventas de Gas Natural. 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 de los ejercicios 2001 y 2000 para reflejar estos cambios.

España

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

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 72% del mercado español.

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, que tiene una participación del 28,68% en Gas Natural, 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 han suscrito dos addendas a la novación del acuerdo de 11 de enero de 2000, en virtud de los cuales han acordado 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 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 del 24,04% de participación del Grupo. 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.

El 10 de marzo de 2003, Gas Natural anunció una oferta pública de adquisición por importe de 15.300 millones de euros por la totalidad de las acciones emitidas de Iberdrola, S.A., la mayor compañía eléctrica española en términos de capitalización de mercado. Repsol YPF y La Caixa han anunciado su intención de renegociar el acuerdo de accionistas vigente para adecuarlo a las circunstancias futuras. Cuatro de los cinco consejeros de Gas Natural nombrados por Repsol YPF y uno de los independientes, votaron en contra de la operación. El 30 de abril de 2003, la Comisión Nacional de la Energía denegó la autorización a Gas Natural para llevar a cabo la OPA, por lo que el Consejo de Administración de Gas Natural pidió autorización a la Comisión Nacional del Mercado de Valores para que Gas Natural se tenga por desistida.

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 opción (“green shoe”) expiró en julio de 2002 sin haber sido ejercida. Gas Natural venderá el 5,9% restante cuando las condiciones de mercado resulten favorables. Hasta ese momento, los derechos de voto que superan el 35% de participación en Enagas, permanecen suspendidos. La parte de los ingresos procedentes de la venta de Enagas correspondiente a Repsol YPF ha ascendido a 221 millones de euros, y las plusvalías obtenidas representaron 97 millones de euros.

La mayor parte del gas natural que necesita Repsol YPF es importado. 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 Magreb-Europa conectan, respectivamente, los yacimientos de gas de Noruega y Argelia con la red de transporte de Enagas.

En 2002, Gas Natural vendió, aproximadamente, 18.520 millones de metros cúbicos de gas natural a unos 4,2 millones de clientes en España, frente a 16.920 y 16.320 millones de pies cúbicos a 3,9 y 3,6 millones de clientes en 2001 y 2000, respectivamente.

Gas Natural realiza sus aprovisionamientos de gas mediante contratos *take-or-pay* con productores de gas natural licuado (en adelante “GNL”) de Argelia, Libia y desde 1999 Trinidad y Tobago y Nigeria. Asimismo, realiza aprovisionamientos a través de compras de gas natural procedente de yacimientos argelinos, noruegos y españoles. En 2002, aproximadamente, el 51 % de sus compras de gas natural para España proceden de Argelia.

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. Asimismo, ha firmado contratos a largo plazo para

la adquisición de gas natural licuado de Nigeria y Trinidad y Tobago. 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-Magreb Pipeline Ltd. ("EMPL"), sociedad propietaria de los derechos de uso en exclusiva para explotar el gasoducto Magreb-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 Magreb-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 será asignado a compañías comercializadoras para el mercado liberalizado durante tres años (2001-2003). El 75% restante será asignado a Enagas para el suministro a las distribuidoras para el mercado a tarifa. Transcurrido ese plazo (a partir del 1 de enero de 2004), el contrato será asignado preferentemente a Enagas para el suministro a mercado a tarifa. Los excedentes serían 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 Magreb-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. 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 Magreb-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.

Trinidad y Tobago

Repsol YPF posee una participación del 20% en Atlantic LNG, una joint venture con BP y BG Plc. entre otros, sociedad constituida para explotar una planta de gas natural licuado en Trinidad y Tobago. La planta comenzó sus actividades de producción en abril de 1999. El gas natural para la planta procede de los campos marinos ("offshore") descubiertos por BP. La planta produce 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 ha iniciado 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, lo que ha incrementado la producción conjunta de los tres trenes hasta aproximadamente 13.000 millones de metros cúbicos al año. La producción se destinará en partes prácticamente iguales a los mercados español y estadounidense. De los 6.500 millones de metros cúbicos al año con destinados al mercado español, Repsol YPF adquiere directamente 3.000 para el desarrollo de su programa eléctrico y 2.500 para el mercado convencional. Por último, 1.000 millones de metros cúbicos al año tendrán como destino el mercado de Gas de Euskadi. El coste estimado de construcción de los 2 trenes asciende aproximadamente a 1.100 millones de dólares.

El Gobierno de Trinidad y Tobago ha aprobado la construcción de un cuarto tren de licuefacción en la planta de Atlantic LNG. Este cuarto tren incrementará la capacidad de producción de la citada planta hasta 15 millones de toneladas año, cerca de 20 miles de millones de metros cúbicos de gas al año y se ha diseñado para una producción de 5,2 millones de toneladas al año. Este proyecto incluirá 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 del año 2006. La participación de Repsol YPF en el Tren cuatro, si bien no se ha fijado aún, será del 20% como mínimo.

Repsol YPF adquirió, con efecto 1 de enero de 2000, un 10% de una sociedad que es titular de los activos productivos de BP en Trinidad y Tobago. Repsol YPF tenía una opción de compra de un 20% adicional de dicha sociedad de BP, a ejercer en un plazo máximo de tres años. Repsol YPF ejerció la opción con fecha efectiva 1 de enero de 2003, incrementando así su participación hasta el 30%. Las reservas netas a 31 de diciembre de 2002 se estimaban en 236,3 millones de barriles equivalentes de petróleo.

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, Norte de Brasil y Europa. Por ello, la compañía 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 44% de su producción de gas natural a compañías distribuidoras y el restante 47% a clientes industriales y compañías eléctricas y, el restante 15%, 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 de Gas Natural BAN (filial de Gas Natural), dos de las mayores compañías distribuidoras de gas natural en Argentina. Desde el uno de enero de 2002, Metrogas se consolida por integración proporcional

Mercados de gas natural en Argentina

En 2002, las ventas de Repsol YPF fueron de 51,1 millones de pies metros día, cifra que representa un incremento del 0,2% respecto a los 51,0 del año 2001. Las ventas de gas natural en 2002 y 2001 incluyen las exportaciones a Brasil y Chile, que ascendieron a 7,8 y 7,9 millones de metros cúbicos diarios respectivamente.

Entre 1980 (13.466 millones de metros cúbicos) y 2002 (45.770 millones de metros cúbicos), la producción de gas natural en Argentina creció significativamente, aumentando aproximadamente un 240%, a una tasa media anual del 5%. 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 (74%) 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 95 millones de pies cúbicos día en 2002;
- el suministro de unos 39 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 2002 Repsol YPF suministró una media de 28 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 Noandino. En el 2002, Repsol YPF suministró una media de 101 millones de pies cúbicos al día;
- el suministro durante el 2002 de una media de 46 millones de pies cúbicos al día a una planta térmica de generación eléctrica en Uruguayana (Brasil);
- una instalación subterránea de almacenamiento de gas en la cuenca del Golfo de San Jorge, con una capacidad para 18 millones de pies cúbicos al día para el suministro de gas a Profertil;
- y una instalación nueva de almacenamiento subterráneo proyectada en Mendoza llamada Lunlunta Carrizal, con una capacidad de suministro de 35 millones de pies cúbicos al día.

Distribución de gas natural en Argentina

Gas Natural participa en un 72% del consorcio Invergás 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 2002, Gas Natural BAN vendió, aproximadamente, 2.220 millones de metros cúbicos a 1,2 millones de clientes frente a unas ventas de 2.260 y 2.480 millones de metros cúbicos a 1,2 y 1,2 millones de clientes en 2001 y 2000, 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 2002, Metrogas vendió, aproximadamente, 5.490 millones de metros cúbicos a 1,9 millones de clientes, frente a los 6.120 y 6.630 millones de metros cúbicos vendidos a 1,9 y 1,9 millones de clientes en 2001 y 2000, respectivamente.

México

Gas Natural México obtuvo 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 2002, Gas Natural México vendió, aproximadamente, 1.240 millones de metros cúbicos a 0,8 millones de clientes, frente a los 980 millones de metros cúbicos a 0,7 millones de clientes en 2001.

El acuerdo firmado con Iberdrola y que se expone más abajo en el apartado de Brasil firmado en julio de 2001, ha reducido la participación del Grupo en Gas Natural México hasta el 86,75%.

Colombia

A través de la compañía Gas Natural ESP, Gas Natural distribuye gas 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 2002, Gas Natural vendió en Colombia aproximadamente 640 millones de metros cúbicos a 1,3 millón de clientes.

El acuerdo firmado con Iberdrola y que se expone más abajo en el apartado de Brasil firmado en julio de 2001, ha supuesto un incremento de la participación del Grupo en Gas Natural ESP hasta el 59,1%.

Brasil

En Brasil, Gas Natural distribuye gas 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 diarios. Con esta concesión el Grupo Gas Natural ha consolidado 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 2002, sus ventas ascendieron a 2.570 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 ha obtenido 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 recibirá un 13,25% en Gas Natural México.

Con este acuerdo se incrementará la participación de Gas Natural en CEG hasta el 28,8% y en CEG RIO hasta el 38,3%.

Líquidos de gas natural

Argentina

Repsol YPF ha desarrollado 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;
- e instalaciones para el transporte y almacenamiento, así como instalaciones portuarias cercanas a la planta fraccionadora.

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 Polisor, filial al 28% de Repsol YPF y para la exportación por barco a Brasil. Mega ha requerido una inversión de aproximadamente 715 millones de dólares y ha comenzado a operar a principios de 2001.

Transporte de LNG

Repsol YPF tiene alquilados en 2002 barcos con una capacidad total de 416.500 metros cúbicos en régimen de *time-charter* para el transporte de gas natural licuado (GNL). Adicionalmente, Gas Natural tiene alquilados barcos en régimen de *time-charter* con una capacidad total de 276.000 metros cúbicos.

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. Estos proyectos utilizarán parte del gas natural a que se refiere el acuerdo anterior.

Durante el 2001 se pidieron ofertas para la ingeniería, adquisición y construcción de la central eléctrica de ciclo combinado (CCGT) "Cartagena" y las ofertas recibidas se están evaluando actualmente. Se están desarrollando los trámites para obtener los permisos de construcción de la planta de ciclo combinado con capacidad de 1.200 MW en Cartagena. Está programado que la construcción comience en el 2003 y esté operativa para finales del 2005, con un coste estimado de 600 millones de euros. En abril de 2003 Repsol YPF y BP han llegado a un acuerdo para la venta a Gas Natural de la planta de ciclo combinado. Simultáneamente a la venta, Repsol YPF ha firmado otro acuerdo con Gas Natural para el suministro de 2.100 millones de metros cúbicos anuales durante un período de 20 años.

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, se ha completado la construcción de BBE y está actualmente en fase de puesta en marcha, mientras que BBG se encuentra en un estado muy avanzado de terminación, y se espera que comience la puesta en marcha en la segunda mitad de 2003.

En enero de 1998, de conformidad con el Acuerdo Industrial de 1997, Repsol YPF e Iberdrola constituyeron PIESA que, en la actualidad, está desarrollando tres plantas de cogeneración en Tarragona, La Coruña y Gajano (Santander). La capacidad de estos proyectos es de 175 MW que se añadirán a los 330 MW ya en funcionamiento en las refinerías y centros petroquímicos de Repsol YPF en España. En la actualidad la planta de Tarragona se terminó en el 2000, mientras que la de La Coruña y la de Gajano se han finalizado 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.

En septiembre de 1998, Repsol YPF, a través de su filial Petronor, e Iberdrola constituyeron PIEMSA para promover y desarrollar la construcción de una unidad de gasificación de residuos y de una planta de generación de ciclo combinado de 800 MW (IGCC) en la refinería de Petronor en Bilbao. En la actualidad continúan los estudios para analizar la viabilidad del proyecto.

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 2002, estas plantas vendieron en conjunto aproximadamente 5.982 GW/h. En agosto de 2002 comenzó a operar la nueva planta de ciclo combinado de 370 MW en la Central Térmica de San Miguel de Tucumán.

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).

Distribución

El 26 de febrero de 2001, Repsol YPF anunció el acuerdo de venta de su participación en Edenor (a través de YPF) a EDF International, sociedad filial de Electricité de France. En mayo de 2001, se completó la venta por un importe total de 219 millones de euros. El beneficio generado por la venta ascendió a 124 millones de euros. A raíz de esta venta, Repsol YPF no tiene actividad de distribución eléctrica en Argentina.

IV.2.5 Inversiones y Desinversiones

IV.2.5.1 Inversiones

Las inversiones en el ejercicio 2002 han ascendido a 2.753 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 año 2001 ascendieron a 4.456 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. En términos comparativos las inversiones del año 2001 experimentaron una reducción del 24,9% respecto a las inversiones del ejercicio 2000 que ascendieron a 5.936 millones de euros.

Las inversiones durante el año 2000 alcanzaron los 5.936 millones de euros, de los que 1.805 millones de euros correspondieron a adquisiciones de activo a largo plazo e inversiones estratégicas. Esta cifra fue inferior a las inversiones realizadas en 1999 en un 65,9% dado que, en 1999 se destinaron 14.195 millones de euros a la adquisición de YPF.

A continuación se detallan las inversiones, excluidas las realizadas en gastos de establecimiento y otros gastos amortizables, llevadas a cabo durante los años 2000, 2001 y 2002 agrupadas por segmentos de actividad:

	Millones de Euros		
	2000	2001	2002
Exploración y Producción	2.281	1.951	1.081
Refino y Marketing	1.256	877	584
Química	268	218	89
Gas y Electricidad	2.047	1.265	694
Corporación y Otros	84	145	225
TOTAL	5.936	4.456	2.673

Exploración y Producción

Durante el año 2000 se invirtieron 2.281 millones de euros relacionados principalmente con desarrollo de campos, adquisición de reservas y dominio minero exploratorio. En trabajos de exploración se invirtieron 213 millones de euros. Para proyectos de desarrollo de campos se dedicaron 1.037 millones de euros y para la adquisición de reservas y dominio minero se destinaron

731 millones de euros. Para la compra de acciones de Astra e YPF en la Oferta de Adquisición a los accionistas minoritarios de ambas compañías se destinaron 270 millones de euros correspondientes a los activos de exploración y producción de dichas compañías.

Del total invertido en exploración y desarrollo, el 60% se concentró en Argentina, el 18% en el resto de Latinoamérica y el 22% restante en otras zonas.

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 han ascendido a 1.081 millones de euros, un 44,6% inferiores a las del mismo periodo del ejercicio anterior. Las inversiones han estado 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 ha representado el 85,7% de la inversión total del año 2002 y se ha destinado fundamentalmente a Argentina (61%), Bolivia (14%), Trinidad y Tobago (6%), Venezuela (6%), Brasil (4%), Ecuador (3%), Libia (1%) y otros países (5%).

Refino y Marketing

En el año 2000 la inversión ascendió a 1.256 millones de euros. Estas inversiones se destinaron fundamentalmente a mejoras en las unidades de refino de producción de destilados medios (hidrocraqueo catalítico) y otras unidades existentes, a la finalización de las plantas para la producción con las nuevas especificaciones y del oleoducto de crudo de Cartagena a Puertollano, a las mejoras en poliductos e instalaciones de almacenamiento y despacho y al desarrollo de las redes de estaciones de servicios y de los distintos productos comerciales de GLP tanto en Europa como en Latinoamérica. En el cuarto trimestre del año se compró el 45% de la compañía chilena de GLP, Lipigas por un importe de 185 millones de euros.

El volumen de inversión destinado a Latinoamérica ascendió a 590 millones de euros, lo que representó un 45,8% del total invertido por Refino y Marketing.

En el conjunto del año 2001, las inversiones ascendieron a 877 millones de euros, un 30,2% inferiores a las del año anterior. Las inversiones se destinaron, fundamentalmente, a incrementar la capacidad de conversión, como es el caso del hydrocracker de Tarragona, que ha entrado 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 han ascendido a 584 millones de euros, un 33,4% inferiores a las del mismo periodo del ejercicio anterior. Esta disminución se ha debido 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 tomar medidas de protección y remediación medioambiental

Química

Las inversiones en la actividad química en el 2000 ascendieron a 268 millones de euros. Dichas inversiones se destinaron, en su mayor parte, al proyecto de urea/amoniaco en Bahía Blanca y al incremento de capacidad y mejoras de las unidades existentes.

La inversión en el año 2001 ascendió a 218 millones de euros, lo que representó un descenso del 18,7% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior. 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 ha ascendido a 89 millones de euros, lo que ha representado una disminución del 59% respecto al mismo periodo del ejercicio 2001. El principal proyecto de inversión ha sido la expansión del cracker de Tarragona. Las menores inversiones en el ejercicio 2002 han reflejado la terminación de los proyectos de Profertil y Tarragona y una política de inversión conservadora.

Gas y Electricidad

En el ejercicio 2000 la inversión total en el área de gas y electricidad ascendió a 2.047 millones de euros, que se destinaron fundamentalmente a las compras realizadas en México DF y Sao Paulo, a la expansión de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural y a proyectos de integración de la cadena gas-electricidad.

En el conjunto del año 2001 las inversiones en esta área ascendieron a 1.265 millones de euros, lo que representó una reducción del 38,2% respecto al mismo periodo del año anterior. 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 han ascendido a 694 millones de euros, lo que ha supuesto una disminución del 45,1% respecto a las inversiones realizadas en el ejercicio anterior. De este total, 156 millones de euros se han destinado a incrementar el porcentaje de participación en compañías en Brasil y en Colombia y el resto se ha utilizado 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 ha contribuido a la disminución de las inversiones.

Corporación y otros

Las inversiones del año 2000 ascendieron a 84 millones de euros relacionadas fundamentalmente con la adquisición de inmovilizado material. En lo que respecta al ejercicio 2001, las inversiones 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 ha realizado inversiones atribuibles a este área por un importe de 225 millones de euros de los que 85,3 millones han correspondido al Centro Tecnológico de Móstoles.

Capitalización de gastos de proyección plurianual.

En el año 2000, el importe capitalizado ascendió a 178 millones de euros como consecuencia de los gastos de puesta en marcha de las diferentes plantas puestas en funcionamiento en el complejo industrial de Tarragona. 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 han supuesto 80 millones de euros que reflejan principalmente 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. (Ver nota 8 en el Anexo I de este Folleto).

La siguiente tabla contiene las inversiones realizadas en los últimos tres años clasificadas por conceptos:

	Millones de Euros		
	2000	2001	2002
Inmovilizado inmaterial	99	91	57
Inmovilizado material	4.003	3.894	2.228
Sociedades que consolidan	1.333	170	194
Otras sociedades	315	152	20
Otro inmovilizado financiero	186	149	174
Subtotal	5.936	4.456	2.673
Gastos amortizables	178	360	80
Gastos de establecimiento	4	-	-
TOTAL INVERSIÓN	6.118	4.816	2.753

IV.2.5.2 Desinversiones

El detalle de las desinversiones realizadas en los ejercicios 2000, 2001 y 2002 es el siguiente:

	Millones de Euros		
	2000	2001	2002
Inmovilizado material	137	650	77
Inmovilizado financiero	118	540	2.783
Otro inmovilizado	10	47	16
TOTAL DESINVERSIÓN (*)	265	1.237	2.876

(*) Los años 2000 y 2001 no incluyen las plusvalías por la enajenación de activos de Exploración y Producción por importe de 301 y 201 millones de euros, respectivamente, que figuran recogidos en el resultado operativo de dichos años.

Las principales desinversiones en el ejercicio 2002 se refieren al inmovilizado financiero, entre las que destacan: 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 Mexico, 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 ha desinvertido en instrumentos financieros a largo plazo por un importe de 38,6 millones de euros.

En el ejercicio 2000, cabe destacar como enajenaciones de inmovilizado material 19 millones de euros por la venta de instalaciones en Valladolid de CLH y la venta por 9 millones de remolcadores de Petronor. Por lo que se refiere al inmovilizado financiero, señalar la venta de las participaciones en INVERDER, Ajax Corporation, S.A. y Carless Refining and Marketing, B.V. por importes de 23,4 , 4,32 y 64 millones de euros respectivamente. Hay que añadir, además, la venta de instrumentos financieros a largo plazo por importe de 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.

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

Los principios básicos de la gestión ambiental y de seguridad de Repsol YPF han sido actualizados en 2002 en una nueva Política de Medio Ambiente y Seguridad basada en el Compromiso de “conducir sus actividades de manera que se minimicen los impactos medioambientales negativos asociados a sus procesos, instalaciones y servicios, prestando especial atención a la protección de los trabajadores, del entorno local y del público en general”. La Política requiere que se favorezca, dentro de las decisiones de negocio, la adopción de criterios medioambientales en todos los ámbitos de actuación.

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 Medio Ambiente.

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 2000, 2001 y 2002 la Compañía invirtió 113,87, 113,03 y 74,76 millones de Euros, respectivamente, en programas medioambientales. Además, en 2002 Repsol YPF invirtió 74,70 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 2000 se realizaron 194 auditorías medioambientales, elevándose dicho número en 2001 a 215 , y a 194 en el año 2002, de las cuales 125 han sido auditorías internas, 6 han sido auditorías externas y 63 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, en los cuales se incluyen 8 refinerías, 12 plantas petroquímicas, 16 terminales logísticas, transporte de petróleo, 3 plantas de derivados, 96 estaciones de servicio, dos plantas de lubricantes con sus correspondientes sistemas comerciales, 6 factorías de GLP, actividades geofísicas y 19 operaciones de Exploración y Producción. En el año 2002 es destacable la conclusión de todos los centros de la actividad Química de Repsol YPF en el mundo y de las operaciones de Exploración y Producción en España). En los últimos tres años, todos los principales centros industriales de Repsol (refinerías, complejos petroquímicos y campos de producción de hidrocarburos) han sido objeto de al menos una auditoría externa, además de las internas.

– 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 2002 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 2002, 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. Sin embargo, en lo referente a especificaciones futuras, durante el año se ha aprobado por el procedimiento de conciliación la Directiva que regula las especificaciones de Gasolinas y Gasóleos a partir del año 2005. Repsol YPF ha invertido 327,5 millones de euros durante el período 1997 – 2002 para adaptar sus refinerías españolas a las nuevas calidades.

CONTROL DE LOS EFECTOS MEDIOAMBIENTALES

Cambio Climático

Repsol YPF ha adoptado una actitud comprometida para contribuir a cumplir los compromisos fijados en esta materia. Por una parte se trata de limitar de forma eficiente las emisiones industriales, y en la medida de lo posible las asociadas al consumo de nuestros productos, y por otra hacer compatible ese objetivo con el hecho de que los nuevos requerimientos normativos sobre

calidad ambiental de los combustibles tienen asociado un importante aumento de emisiones de CO₂.

Para ello, Repsol YPF desarrolla un plan de trabajo que tiene los elementos principales siguientes:

- Elaboración de inventarios 1990, 2002 y proyecciones 2010
- Identificación y materialización de oportunidades de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)
- Colaboración con las administraciones competentes de los países donde operamos, particularmente la Oficina Española de Cambio Climático (OECC) y la Oficina Argentina del Mecanismo de Desarrollo Limpio (OAMDL)
- Apoyo al Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica, mediante la identificación de proyectos y la colaboración con las oficinas gubernamentales
- Participación en foros internacionales

En conjunto, todas las actividades de Repsol YPF emitieron en 2002 20,91 millones de toneladas de CO₂ equivalente, con una reducción del 7,3% respecto al año anterior.

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 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 reducirán en un 52,4% hasta el año 2003, respecto a los valores de 1992.

Durante 2002 las emisiones producidas en las refinerías españolas se han reducido en un 5,5% respecto a 2001. Esto ha permitido una reducción del 54% en la última década, lo cual ha supuesto superar con un año de anticipación los objetivos establecidos en los planes para el año 2003.

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 2002, 373.218 toneladas de emisiones de los principales contaminantes, ligeramente inferiores a las de 2001.

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 el 2002 la cantidad de agua consumida externamente ha sido de 135,34 millones de toneladas, con un aumento del 8,7% respecto al año anterior. La cantidad de agua vertida ha sido de 54,84 millones de toneladas, disminuyendo respecto al año anterior en un 68,5%, mientras que el agua reutilizada ha aumentado en un 30,4%.

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 ya con sistemas de depuración de aguas residuales, habiéndose realizado en 2002 los principales esfuerzos en la red comercial de estaciones de servicio de España y Portugal.

Respecto a 2001, es notable la reducción de contaminantes en los vertidos. no obstante, 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; en los tres casos en 2002 se han producido avances significativos.

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 marinos 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 EyP. 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 2002 se ha producido una fuerte reducción del agua producida (-44%), y un aumento del agua inyectada (+15,8%). Excluyendo Indonesia, operación que fue vendida en el ejercicio y que en 2001 generó un 62,3% (114.000 kt) del agua de producción de Repsol YPF, tiene lugar un incremento de 6,6% debido a la maduración de los yacimientos.

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. Durante 2002 se ha producido una intensa actividad en este ámbito en el área de Exploración y Producción, realizándose EIA en España y Cuba.

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. Por ejemplo, en el bloque 16 de Ecuador, situado en el corazón de la selva amazónica, entró en servicio en 2002 un incinerador de baja emisión con una capacidad de tratamiento anual de 40 toneladas, con el que se asegura una adecuada calidad de las emisiones.

Repsol YPF dedica además una atención creciente al reciclado de residuos generados en los edificios de oficinas, en ocasiones con programas vinculados a la ayuda social. Es destacable la colaboración que la empresa presta a la Fundación Hospital de Pediatría Dr. Juan Garrahan, en Argentina, a la que se han donado 256.000 kilogramos de papel recuperado entre los años 2000 y 2002.

La actividad industrial y comercial de Repsol YPF ha generado durante el año 2002 280.628 toneladas de residuos peligrosos y tierras empetroladas, un 33,4% menos que en el año 2001, incluyendo 203.747 toneladas de 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 2001 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 Guarapiche (Venezuela) donde se sanearon en un 100% los pasivos ambientales existentes, para la entrega definitiva del Bloque a la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP).

Las tierras empetroladas 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. Están también en marcha programas para la utilización de estos residuos en la fabricación de materiales constructivos, como el desarrollado en los campos de producción de petróleo de la Patagonia argentina.

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)

En ejecución del PEMA, en el año 2002 Repsol YPF invirtió 149,46 millones de euros en actuaciones medioambientales. De esta cantidad, 74,70 millones de euros corresponden a actuaciones de mejora en la calidad medioambiental de los productos en la actividad de Refino. Adicionalmente, los gastos medioambientales en el ejercicio ascendieron a 39,01 millones de euros, de ellos 8,21 millones de euros correspondientes a evaluación y remediación de suelos contaminados y el abandono de pozos, considerados como un gasto.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2002 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. Como proyectos singulares en este ámbito debe mencionarse la puesta en marcha en 2002 del *Hydrocracker* de la refinería de Tarragona en el que se han invertido 32,65 millones de euros, cifra que representa un 50% de la inversión en el proyecto en 2002, dado que el mismo se considera que tiene como objetivos a partes iguales la mejora de la calidad ambiental de los productos y mayor conversión. Asimismo cabe destacar el avance en el proyecto del *Mild Hydrocracker* de la refinería de Puertollano, actualmente en fase de construcción, con una inversión medioambiental en 2002 de 41,6 millones de euros (un 80% de la inversión realizada en el ejercicio).

En el ámbito de Refino han sido también significativas las acciones de ahorro y eficiencia energética en España, que suman un total de 7,24 millones de euros, destacando la puesta en marcha de un sistema de recuperación de gas de antorcha en la refinería de Bilbao, por un total de 1,62 millones de euros. Además es destacable el proyecto en curso de la Unidad de Tratamiento de Aguas Ácidas de la refinería de La Pampilla (Perú), que en 2002 supuso una inversión de 1,46 millones de euros.

En el negocio de Química la actuación más relevante es el inicio del desarrollo del proyecto de Desulfuración de Humos del Equipo de Tratamiento Térmico del complejo de Tarragona, con una inversión de 2,6 millones de euros en el ejercicio.

Respecto a Exploración y Producción, destaca como proyecto singular el de inyección de agua de producción en las operaciones del campo Mamoré en Bolivia. Este proyecto, aún en curso, ha

requerido una inversión de 1,4 millones de euros en 2002 y tiene un carácter íntegramente medioambiental.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

La Compañía apuesta por continuar desarrollando su capacidad de innovación tecnológica en consonancia con su crecimiento empresarial. Las actividades de tecnología de Repsol YPF comprenden tanto la investigación y desarrollo (I+D) de nuevos productos y procesos de producción en áreas en las que disponer de tecnología propia es una ventaja competitiva como el soporte dirigido a incorporar mejoras tecnológicas a los ya existentes. Su finalidad en la búsqueda continua de la excelencia en la calidad de los productos y en los costes de producción. Además se realizan proyectos de más largo plazo y riesgo tecnológico que nos permiten evaluar el potencial futuro de nuevas tecnologías.

El Centro de Tecnología de Repsol YPF.

En esta línea de actuación, Repsol YPF inauguró en el mes de noviembre de 2002 el Centro de Tecnología de Repsol YPF, a la altura de los mejores complejos tecnológicos del sector energético en el ámbito internacional y un claro reflejo de la decidida apuesta de la Compañía por la tecnología y la investigación

El nuevo complejo tecnológico, ubicado en la localidad madrileña de Móstoles agrupa todas las instalaciones de la Compañía dedicadas a actividades de I+D y Asistencia Técnica que, hasta la fecha, estaban dispersas por España. Pone a disposición de los investigadores áreas de trabajo funcionales y flexibles para abordar cambios y aplicaciones futuras con los más altos estándares de seguridad, salud laboral y respeto al entorno. En su diseño y construcción se han invertido 174 millones de euros. El Centro cuenta con una plantilla cercana a las 350 personas, de las que más de la mitad son titulados superiores y doctores.

Recursos

En el año 2002, RepsolYPF ha empleado 131 millones de euros en actividades de Investigación, Tecnología e Ingeniería, lo que supone un incremento del 4,8 % con respecto a los 125 millones de euros invertidos en 2001.

Adicionalmente a sus recursos propios, Repsol-YPF mantiene una activa y decidida política orientada a la integración en sus actividades innovadoras de otros agentes tecnológicos del entorno y sector, especialmente Universidades y Centros de Investigación con los que hemos firmado más de 250 acuerdos. El objetivo de esta política es la rápida asimilación y aprovechamiento del conocimiento ya existente evitando el uso ineficiente de los recursos internos, y obtener la máxima flexibilidad en el uso de los recursos globales, cuidando la protección del conocimiento. Asimismo, y como estrategia básica, desarrollamos iniciativas de colaboración con empresas clientes y del sector en diferentes proyectos innovadores y precompetitivos.

Líneas de actividad

En Exploración y Producción de hidrocarburos los proyectos se orientan principalmente a mejorar la recuperación de petróleo de los yacimientos, a reducir los costes de producción y a minimizar el impacto medioambiental de las operaciones. Se mantiene actualizado el conocimiento propio mediante una política activa de difusión de las mejores experiencias tecnológicas propias, apoyada en los nuevos sistemas de e-Business.

En Refino y Marketing de productos petrolíferos, destaca el soporte tecnológico necesario para acometer las inversiones en las refinerías de petróleo que permitan producir los carburantes de automóvil con la calidad medioambiental que exigirá la normativa de la UE en el quinquenio que empieza en 2005. Una buena parte de este esfuerzo inversor ya se ha realizado, adelantándose a las fechas límite establecidas. También se han desarrollado productos nuevos y diferenciados como los biocarburantes de origen vegetal o las gasolinas y lubricantes de competición campeones del mundo de motociclismo. Dentro de las apuestas de futuro se enmarca la participación, muy activa, de Repsol-YPF en el proyecto CUTE, destinado a la evaluación del hidrógeno como combustible en la primera flota europea de autobuses urbanos movidos por pila de combustible; la escala en la que se desarrolla este proyecto permitirá extraer conclusiones más allá de las de los simples prototipos.

En Petroquímica, el desarrollo de tecnología propia durante la última década ha aportado valor a esta línea de negocio (procesos para la obtención de estireno-óxido de propileno y cauchos hidrogenados, plásticos para agricultura, nuevos catalizadores metalocenos para la obtención de polímeros).

En GLP merecen citarse desarrollos para lo optimización y mejora de productividad, como modelos de simulación y redes de distribución o la automatización de instalaciones de envasado y de almacenamiento. Y en el campo de la utilización del producto, proyectos para aumentar la seguridad de los apartados de consumo o de búsqueda de nuevas aplicaciones.

En el ámbito del gas y la electricidad durante el 2002, los esfuerzos de investigación y desarrollo se han centrado fundamentalmente en tres áreas: la mejora de tecnologías ya consolidadas, la aplicación de tecnologías en desarrollo y la participación en el desarrollo de nuevas tecnologías de interés estratégico.

En el área de la distribución, Repsol YPF ha iniciado acuerdos de colaboración con las compañías gasistas europeas para desarrollar plásticos de alta resistencia para los gasoductos. Además, Repsol YPF ha participado en un proyecto europeo para el desarrollo de equipamiento que será decisivo en la determinación del consumo energético a través de la tecnología láser, de la que actualmente ya hay prototipos.

Repsol YPF está desarrollando soluciones híbridas que utilizan conjuntamente la energía solar y térmica. Otro desarrollo importante en esta área es el de proyectos dedicados a la generación eléctrica de alta calidad a costes altamente competitivos que permitirán además, aprovechar los excesos de calor para obtener una mayor eficiencia global y reducir significativamente las emisiones contaminantes. Repsol YPF decidió estudiar en detalle las diferentes soluciones tecnológicas disponibles.

Repsol YPF continua realizando importantes esfuerzos en intercambios tecnológicos con otras compañías de gas y electricidad y mantiene una activa participación en entidades internacionales dedicadas a la investigación.

IV.3.4 Litigios o arbitrajes

No existen reclamaciones, demandas, juicios o litigios contra Repsol YPF, S.A. o las empresas de su Grupo, que por su cuantía puedan afectar de forma significativa al equilibrio patrimonial o a la solvencia de la Entidad 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.

Argentina

- En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones que ésta mantenía al 31 de diciembre de 1990. El Decreto N° 546/93 relativo a la Ley de Privatización establecía ciertas limitaciones en cuanto a que el Estado Argentino asumiese los costes soportados por YPF en concepto de servicios jurídicos para la defensa de las obligaciones antes mencionadas. El Estado 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. En relación con ese decreto, YPF está obligada a mantener informado al Estado Argentino sobre cualquier reclamación a YPF por estos conceptos.
- 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 tenga un efecto material adverso en su posición financiera o en los resultados de las operaciones.
- El 7 de febrero de 2003, Pan American Energy LLC (“PAE”), compañía constituida conforme a las leyes del Estado de Delaware, en Estados Unidos, comunicó a YPF, S.A. que el 28 de enero de 2003 había recibido la notificación de una demanda judicial interpuesta ante los Tribunales de Delaware, condado de Newcastle, por Candlewood Timber Group LLC (también constituida en el estado de Delaware), matriz de la compañía argentina Forestal Santa Bárbara S.R.L. (“FSB”), que desarrolla actividades de reforestación en terrenos incluidos parcialmente en el Área de Acambuco, Provincia de Salta, sujetas a la servidumbre de paso de hidrocarburos establecida en la Ley 17.319 y su normativa reglamentaria. PAE, en el marco de la Unión Temporal de Empresas formalizada en 28 de septiembre de 1994, es el operador de la actual concesión de la explotación en el Área de Acambuco, con una participación del 52%. Los otros miembros de la UTE son YPF, APCO Argentina Inc., Northwest Argentina Corporation and O&G Development LTD con una participación del 22,5%, 1,5%, 1,5% y 22,5%,

respectivamente. Esta reclamación, caso de ser estimada, podría suponer una contingencia para YPF, que debería ser soportada en primer lugar por todos los miembros de la UTE en proporción a su respectiva participación, salvo en el caso de negligencia grave del operador. El objeto de la reclamación, comprende principalmente, remediación medioambiental, reconocimiento y adhesión a las normas de responsabilidad medioambiental en estas actividades y la compensación por los daños alegados en la actividad del actor. El importe de la reclamación aun no ha sido determinado, si bien el pasado 7 de enero de 2002 PAE recibió una comunicación de FSB reclamando 50 millones de pesos argentinos. No obstante la contestación a la demanda y el planteamiento de la correspondiente defensa, PAE está analizando la posibilidad de adoptar medidas adicionales tendentes a declarar como competente la jurisdicción de los tribunales de la República Argentina.

- El 29 de enero de 2003, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia notificó a YPF, S.A. la iniciación de investigaciones en relación con una presunta práctica anticompetitiva en la venta de GLP, consistente en la aplicación de precios diferentes en el mercado argentino y en la exportación de GLP durante el periodo comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Es intención de YPF contestar dicha reclamación en todas las instancias.
- El Decreto N° 1589/89 del Poder Ejecutivo Nacional establece que los productores con libre disponibilidad de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados en los términos de la Ley N° 17.319 y decretos complementarios, y los productores que así lo convengan en el futuro, tendrán la libre disponibilidad del porcentaje de divisas proveniente de las exportaciones de petróleo crudo, derivados de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos, el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder al 70% de cada operación. Con fecha 27 de diciembre de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 2703/02, ratificó, a partir de dicha fecha, el límite del 70% como porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas para las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados. Adicionalmente, debido a que, durante el año 2002, diversos organismos de asesoramiento oficial han dictaminado que el derecho a que goza la industria hidrocarburífera en lo que respecta a la libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados, consagrado en el artículo 5 del Decreto 1589/89, habría sido implícitamente derogado por el nuevo régimen cambiario establecido por el Decreto 1606/02, la Sociedad obtuvo en diciembre de 2002 una medida cautelar por la cual se ordena al Poder Ejecutivo Nacional, al Ministerio de Economía y al Banco Central de la República Argentina abstenerse de dictar cualquier acto que afecte la libre disponibilidad de divisas de la que goza YPF en función del mencionado Decreto 1589/89. Publicado el Decreto N° 2703/02, YPF ha ampliado su demanda de aclaración para que sea resuelta cualquier duda que dicho precepto pudiera plantear.
- Distintas provincias han efectuado reclamos con relación a la liquidación de regalías hidrocarburíferas practicadas luego de la entrada en vigencia de la ley de Emergencia Pública (Ley 25.561) y normas complementarias, por considerar que las liquidaciones practicadas no se ajustan a lo dispuesto por las Resoluciones SE Nos. 155/92 y 188/93, cuestionando de esta forma la aplicación de distintos tipos de cambio en la liquidación de regalías. Hasta la fecha, únicamente la provincia de Chubut ha determinado el importe de la reclamación (7 millones de pesos argentinos, aproximadamente 2 millones de euros).
- El 24 de octubre de 2002, se notificó una demanda interpuesta por Autogas, S.A frente a Repsol YPF Gas, S.A. e YPF, S.A.. Autogas, S.A. reclama el pago de 117.133.962 pesos argentinos, sosteniendo que YPF, S.A. la perjudicó con motivo del ejercicio de su supuesta posición dominante en el mercado desde 1994 a 1997. Existen documentos elaborados por la propia actora y por terceros que contradicen sus argumentos y que permiten en principio considerar que no se encontraría demostrada por ahora la relación de causalidad con el daño invocado ni la magnitud del mismo.

- Por medios periodísticos se tuvo información de la existencia de este juicio por la que el Centro de Retirados de la Armada Nacional reclamaba que se condenara al demandado a remediar el supuesto perjuicio ecológico que se habría causado en el Río de la Plata, Río Santiago, y Pluma Río Santiago por el vertido de contaminantes que sostiene han afectado su lecho, la calidad de las aguas y la vida acuática por la actividad de la Refinería La Plata. En la demanda se estima el costo de la remediación en 1.390.980.000 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, S.A., en realidad se considera que se trata de un error y que el reclamo es contra YPF, S.A. La demanda fue interpuesta el 22 de mayo del 2002, sin que hasta la fecha se haya procedido a su notificación.

- En el Expediente N° 2.763-16.065/98 caratulado “Subsecretaría de Energía Excedente de venteo gas Yacimiento Loma La Lata, Yacimiento Cerro Bandera, Yacimiento Filo Morado, Yacimiento El Límite de YPF S.A.” por disposición N° 05/02 del Subsecretario de Energía de la provincia de Neuquén, se ha impuesto a YPF S.A., una sanción de 27 millones de pesos argentinos por tasa, interés 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. La Disposición ha sido recurrida administrativamente con una perspectiva dudosa.
- EDF Internacional S.A. (“EDF”), inició 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, S.A. e YPF, S.A. En dicho proceso arbitral se reclama que Repsol YPF, S.A. e YPF, S.A. 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, S.A. 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, S.A. ha presentado una reconvencción contra EDF por importe de 13.850.000 dólares en concepto de revisión del precio de venta. YPF, S.A. considera que la reclamación de EDF carece de fundamento sustancial.
- YPF, S.A. fue demandada en Argentina por la Confederación Indígena Neuquina, la Agrupación Mapuche Paynemil, Lof Comunidad Kaxipayñ 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 S.A en la región de Loma La Lata en la Provincia de Neuquén, Argentina. YPF ha notificado esta reclamación al Gobierno argentino conforme a la Ley de Privatización. La sociedad considera que la reclamación carece de fundamento y ha previsto la dotación de una provisión de 500.000 dólares para cubrir los honorarios de abogados y los costes de investigaciones técnicas.

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. A 31 de diciembre de 2002, Maxus había establecido reservas por un importe aproximado de 75 millones de euros 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.

- En Septiembre de 2002 Occidental presentó en la Corte Estatal de Dallas (Texas) una demanda pidiendo se declarara que Maxus y Tierra estaban obligadas, de acuerdo con el contrato de venta de las acciones de Chemicals, a defender e indemnizar a Occidental contra algunas obligaciones 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. En este sentido, el Tribunal Supremo de los Estados Unidos confirmó una sustancia 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 interpuesta por los veteranos de guerra de Vietnam que no están obligados por los términos del acuerdo de 1984, también considera que Occidental es responsable por cualquier demanda judicial sobre el *Agent Orange* presentada con posterioridad al 4 de septiembre de 1998, fecha de corte.
- Según ciertos estudios sedimentos de la cuenca de la bahía de Newark, incluyendo el río Passaic adyacente a la antigua planta de Chemicals en Newark, estarían 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. De acuerdo con Maxus, Tierra Solutions, Inc. (“Tierra”, filial de YPF) está llevando a cabo otras pruebas y estudios de conformidad con la *Environmental Protection Agency* (“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 2003 por un coste aproximado, desde 31 de diciembre de 2002, de 3 millones de dólares. 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 que, en su caso, debería de realizar. No obstante, es posible que puedan ordenarse trabajos adicionales para el río Passaic, incluidas medidas provisionales de remediación.
- Chemicals operó hasta 1972 una planta procesadora de cromo en la localidad de Kerney, New Jersey. Según el *Department of Environmental Protection and Energy* de New Jersey (“DEP”) los residuos procedentes de estas plantas fueron utilizados como materiales de relleno en otros lugares del Condado de Hudson. Tierra, de 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. En tanto Tierra ha participado en los costes de los estudios y

ha adoptado medidas provisionales y llevado a cabo investigaciones reparadoras del daño, los gastos de estas medidas reparadoras es incierto. A 31 de diciembre de 2002, Maxus ha provisionado USD 32,9 millones por el coste estimado de las investigaciones y de los trabajos reparadores que deban ser realizados. A mayor abundamiento, la DEP ha manifestado que espera que Occidental y Maxus participen junto con otros productores de cromo, en la dotación de fondos para la realización de ciertas medidas reparadoras de algunos emplazamientos “huérfanos” localizados en el Condado de Hudson, New Jersey. 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.

- Chemicals ha sido también designada por la “EPA” como parte posiblemente responsable de acuerdo con el *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act* de 1980, con relación a un número de emplazamientos pertenecientes a terceros en los que, supuestamente, sustancias contaminantes producidas por la planta de Chemicals fueron supuestamente abandonadas. Al igual que Chemicals, otras muchas personas han sido declarados partes posiblemente responsables en relación con dichos emplazamientos. Con muchos de dichos emplazamientos, Chemicals no tiene riesgo conocido. Aunque las partes supuestamente responsables son habitualmente responsables solidarias por los costes de las investigaciones, trabajos de limpieza y otros costes, cada parte tiene el derecho de recuperar de otras partes supuestamente responsables, la repartición de estos gastos suele establecer “inter partes” contractualmente. No puede establecerse, en relación con algunos emplazamientos, la parte correspondiente a Chemicals. Maxus ha provisionado el coste probable y razonable de los gastos relacionados con dichos emplazamientos.
- En febrero de 2001, la Autoridad del Puerto de Houston presentó una demanda contra distintos demandados, entre otros, Occidental, como sucesor de Chemicals, reclamando daños en sus propiedades derivados de supuesta contaminación procedente, entre otros emplazamientos, de la antigua planta de Chemicals en Greens Bayou. Tierra ha asumido la defensa de esta reclamación. 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 de la planta.
- 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.
- En mayo de 2001, el Interventor del Estado de Texas, en Estados Unidos, inició una reclamación contra Midgard Energy Company (“Midgard”), una filial de Maxus, por un importe aproximado de 26 millones de dólares por exenciones fiscales en el Estado de Texas, más recargos e intereses (actualmente estimados en 46 millones de dólares), por los periodos comprendidos entre 1984 y 1997. Dicha reclamación se fundamenta en el intento del Interventor de ciertas deudas como aportaciones de capital. Midgard considera que la reclamación carece de fundamento sustancial y ha recurrido la reclamación ante las autoridades administrativas correspondientes.

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 2002, 2001 y 2000 ascendieron a 62,7, 66,1 y 55,8 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>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
Directivos	372	391	317
Jefes Técnicos	3.109	3.000	3.071
Técnicos	12.123	12.930	10.387
Administrativos	4.345	4.478	2.669
Operarios y subalternos	<u>17.438</u>	<u>16.711</u>	<u>16.158</u>
TOTAL	<u>37.387</u>	<u>37.510</u>	<u>32.602</u>

El desglose entre personal fijo y temporal ha sido el siguiente:

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
Fijos	34.739	34.577	29.933
Temporales	2.648	2.933	2.669
TOTAL	<u>37.387</u>	<u>37.510</u>	<u>32.602</u>

La disminución en la plantilla media consolidada en 2002 se debe principalmente a la reducción en el porcentaje de consolidación de Gas Natural. En las cifras de plantilla media se han incluido un total de 3.503 personas en 2002, 6.125 personas en 2001, y 5.849 personas en 2000 correspondientes a la participación del Grupo Repsol YPF en Gas Natural.

La plantilla total del Grupo Repsol YPF, a 31 de diciembre de 2002, ascendía a 30.110 empleados.

A continuación se recoge la distribución de la plantilla a 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 por áreas geográficas y segmentos de actividad:

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
España	20.671	18.997	16.038
Resto de Europa	459	423	472
Latinoamérica	14.640	14.796	13.350
Norte de Africa y Medio Oriente	348	173	96
Lejano Oriente	938	918	5
Resto del Mundo	138	145	149
Total	<u>37.194</u>	<u>35.452</u>	<u>30.110</u>

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
Exploración y Producción	3.148	3.118	2.160
Refino y Marketing	22.901	20.838	20.391
Química	3.046	2.602	2.494
Gas y Electricidad	6.598	6.849	1.508
Otras áreas	1.501	2.045	3.557
Total	<u>37.194</u>	<u>35.452</u>	<u>30.110</u>

Seguidamente se detallan los movimientos de la plantilla en los ejercicios 2001 y 2002:

Plantilla a 31/12/2000	37.194
Movimientos año 2001	
Altas (1)	9.987
Cambio método consolidación CLH (2)	(2.524)
Bajas (1)	(8.058)
Variación perímetro consolidación	<u>(1.147)</u>
Plantilla a 31/12/2001	<u>35.452</u>
Movimientos año 2002	
Altas (1)	7.757
Cambio método consolidación G. Natural (3)	(4.983)
Bajas (1)	(8.307)
Variación perímetro consolidación	<u>191</u>
Plantilla a 31/12/2002	<u>30.110</u>

- (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) Como consecuencia del acuerdo firmado en noviembre de 2001 por la venta de una participación del 18,55% de CLH a la compañía canadiense Enbridge Inc., se ha procedido a desconsolidar CLH a 31 de diciembre de 2001.
- (3) 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

La negociación colectiva se realiza en el Grupo Repsol YPF en el ámbito de sus Empresas respetando la individualidad de cada una de ellas como unidad de negociación.

La representación sindical en España está mayoritariamente cubierta por la 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 (Euzko Langillem Alkartasuna-Solidaridad de Trabajadores Vascos), SITRE (Sindicato Independiente de Trabajadores de Repsol Exploración) y C.I.G (Confederación Intersindical Galega).

La negociación colectiva se ha caracterizado por la moderación salarial y la mejora de la productividad.

Desde 1997, el Grupo Repsol YPF tiene establecido un marco de relación laboral con los sindicatos más representativos en las empresas del Grupo Repsol YPF, ámbito España, recogiendo sus compromisos en un Acuerdo Marco. El 31 de diciembre de 2001 expiró el II Acuerdo Marco. 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, excepto la aplicación del incremento salarial que quedó fijado en el Índice de Precios al Consumo. Desde septiembre de 2002 se mantuvieron reuniones para la negociación del III Acuerdo Marco, alcanzándose un acuerdo en febrero de 2003. El III Acuerdo Marco tendrá una vigencia hasta 31 de diciembre de 2005, encontrándose afectadas aprox. 12.300 personas en España.

En Argentina, YPF cuenta con tres convenios que regulan las condiciones de 3.333 empleados en las actividades de Refinerías, Yacimientos, Estaciones de Servicio y gas licuado. En el caso de las tres primeras actividades, los convenios son de aplicación exclusiva a la empresa y las negociaciones del mismo concluyeron exitosamente en el mes de octubre de 2001, teniendo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2004. Ambos convenios se han destacado por la flexibilidad de sus articulados, la moderación en sus costos y la mejora de la productividad.

El convenio colectivo aplicable a las relaciones laborales de gas licuado 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 fue negociado durante el segundo semestre de 2001 y se encuentra vigente, destacándose por la moderación en los costes, rigiendo hasta el 30 de junio de 2003.

En ambos casos se cumplen los objetivos de la compañía en su política de consolidación de las relaciones laborales.

Los empleados convencionales de YPF, S.A. se encuentran 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).

La evolución de los costes totales ha sido la siguiente:

	Millones de euros		
	2000	2001	2002
Sueldos, salarios y asimilados	1.284	1.328	869
Cargas sociales	364	404	292
Total	1.648	1.732	1.161
----- Coste medio por empleado	44,079	46,173	35,584
(miles de euros)			

La reducción del coste medio por empleado en el ejercicio 2002 corresponde, básicamente, a la devaluación sufrida por el peso argentino.

Durante el año 2002 se autorizó por el Ministerio de Trabajo un Expediente de Regulación de Empleo en Campsared, con ámbito de vigencia hasta 31 de diciembre de 2002, afectando a 94 trabajadores con edad superior a 61 años.

El 31 de diciembre de 2002 finalizó la vigencia del Expediente de Regulación de Empleo que afectó a los trabajadores excluidos de convenio de 11 empresas del Grupo Repsol YPF en España.

Los gastos totales extraordinarios para reestructuración de plantillas ascendieron a 54, 103 y 201 millones de euros en los ejercicios 2002, 2001 y 2000, respectivamente. El importe de las provisiones por este concepto en dichas fechas asciende a 17, 65 y 140 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).

Con ocasión de la constitución de RYLESA (fruto de la integración de Repsol Distribución S.A. y Repsol Derivados S.A. con Repsol Productos Asfálticos S.A.), en 2002 se procedió a la constitución de un Plan de Pensiones en el que quedaron subsumidos los anteriores planes de Repsol Distribución S.A. y R. Derivados S.A., extendiéndose el ámbito del plan a todos los trabajadores procedentes de Repsol Productos Asfálticos S.A. así como a los empleados de las dos sociedades anteriores.

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 la misma cantidad que el partícipe con un tope establecido.

Cabe aclarar que, en el momento actual, las aportaciones a las compañías de seguros de retiro contratadas oportunamente por YPF se encuentran suspendidas, debido al impacto que la situación económica de Argentina ha tenido sobre los fondos administrados por estas compañías, si bien se

continúan efectuando las retenciones al personal y las contribuciones de Repsol YPF, las cuales son depositadas preventivamente en cuentas de la compañía.

Maxus Energy Corporation (filial de YPF) tiene planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros que cubren a empleados a tiempo completo. Los beneficios de estos planes se basan en el número de años de servicio en la compañía y en el salario percibido durante esos años. La compañía tiene otros planes de pensiones no contributivos para ejecutivos, personal clave de la empresa y antiguos empleados. Maxus Energy Corporation otorga adicionalmente seguro de asistencia sanitaria, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados retirados anticipadamente. Las cantidades a pagar son provisionadas durante los años de servicio activo del trabajador. En relación con estos programas, en 2002 se han registrado 41 millones de dólares como gastos extraordinarios para cubrir la diferencia entre la provisión existente y el valor de los beneficios comprometidos.

Gas Natural, hasta 2000 se hallaba cubierta por planes de pensiones de prestación definida pendientes de adaptación a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones y registrados en el epígrafe “Provisiones para pensiones” del balance de situación. Los compromisos por pensiones relativos al personal pasivo fueron externalizados en 1999 y 2000 y los del personal activo se empezaron a externalizar en 2000, continuando en 2001 y 2002. La provisión aplicada en 2001 ascendió a 13 millones de euros y el importe correspondiente al Grupo de la provisión aplicada en 2002 asciende a 2,6 millones de euros. La provisión remanente en el balance de situación a 31 de diciembre de 2002 corresponde al coste estimado de la externalización de los compromisos pendientes.

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 2002, 2001 y 2000 a 24, 26 y 28 millones de euros, respectivamente. Dentro del epígrafe de “Gastos financieros” se han incluido 0,4, 0,7 y 6,6 millones de euros en 2002, 2001 y 2000, respectivamente, en concepto de actualización financiera de las provisiones existentes al 31 de diciembre de 2002, 2001 y 2000, respectivamente. En 2001 y 2000 se registraron 2,7 y 5,1 millones de euros, respectivamente, de gastos extraordinarios para constituir una provisión que cubra el coste de los compromisos pendientes de externalización.

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 alta responsabilidad en el Grupo. Este programa consiste en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo, como parte del sistema retributivo, ligado a la revalorización de la acción de Repsol YPF, S.A. en un determinado período de tiempo. El devengo del incentivo está ligado a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo en cada una de las fechas en que los derechos, son ejercitables.

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 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 Automated Quotation System con respecto a unos valores específicos y del número de títulos recibidos.

Los distintos programas de incentivos vigentes son los siguientes:

Incentivo 2000

El importe a percibir por los 435 beneficiarios de este plan se estructura en dos tramos del siguiente modo:

- En el primer tramo, integrado por un total de 1.816.515 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 Automated Quotation System y el valor de referencia tomado, que es de 16,40 euros.
- En el segundo tramo, integrado por un total de 1.816.515 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 Automated Quotation System 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 de 1 de marzo de 2002 los beneficiarios pueden ejercitar hasta 1/3 de los títulos de cada tramo que les correspondan. Hasta la fecha no se ha ejercitado ninguno de dichos derechos.
- A partir de 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). Hasta la fecha no se ha ejercitado ninguno de dichos derechos.
- A partir de 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.

Incentivo 2001

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 1.644.243 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 Automated Quotation System y el valor de referencia tomado, que es de 15,00 euros.
- En el segundo tramo, integrado por un total de 1.644.243 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 Automated Quotation System y el valor de referencia tomado, que es de 22,00 euros.

Este derecho será ejercitable de la siguiente forma y en las siguientes fechas:

- A partir de 1 de junio de 2003 los beneficiarios podrán ejercitar hasta 1/3 de los títulos de cada tramo que les correspondan.
- A partir de 1 de marzo de 2004 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 de 1 de marzo de 2005 los beneficiarios podrán ejercitar la totalidad de los derechos no ejercitados anteriormente. Los beneficiarios deberán ejercitar estos derechos hasta diciembre de 2005.

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.

A fecha actual, ha quedado sin ejecutar este programa, dado que el mandato de la Junta expiró el 24 de abril del presente año.

La Compañía tiene previsto abonar próximamente a los 492 beneficiarios de este plan, una cantidad compensatoria, no consolidable, ni referenciada a la cotización de las acciones.

Incentivo 2002

El importe a percibir por los 505 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 2.907.405 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 Automated Quotation System y el valor de referencia tomado, que es de 13,00 euros.
- En el segundo tramo, integrado por un total de 2.907.405 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 Automated Quotation System 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 de 1 de marzo de 2004 los beneficiarios podrán ejercitar hasta 1/3 de los títulos de cada tramo que les correspondan.

- A partir de 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 de 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.

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 en función del plazo pendiente hasta la fecha de vencimiento del plan. A 31 de diciembre de 2002 y 2001, de acuerdo con el criterio de valoración antes indicado se ha registrado un gasto por este concepto por importe de 4.9 y 0,5 millones de euros , respectivamente, bajo el epígrafe “Sueldos, salarios y asimilados”.

A 31 de diciembre de 2002 y en relación con estos programas de incentivos, la sociedad mantenía operaciones ligadas a la cotización de las acciones de Repsol YPF, liquidables exclusivamente por diferencias, sobre un total de 8.702.483 títulos, con un precio de referencia de 12,61 euros y vencimiento 9 de junio de 2003. Estas operaciones han sido renovadas siendo la fecha de su nuevo vencimiento el 14 de agosto de 2003. La valoración a mercado a 31 de diciembre de 2002 de las citadas operaciones ha supuesto registrar un gasto financiero por importe de 0,075 millones de euros.

Asimismo y en relación con Gas Natural hay que indicar que su Consejo de Administración aprobó, en diciembre de 2002, 2001 y 2000 sendos programas de incentivos en metálico a medio/largo 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, estando sujeta la efectividad del incentivo del 2002 a la aprobación de la Junta General de Accionistas. Los beneficiarios podrán ejercitar el mencionado derecho sobre las 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 de acuerdo con el siguiente detalle:

	Número de títulos	Prima (Millones de euros)
Incentivo 2000	256.187	1,6
Incentivo 2001	255.202	2,0
Incentivo 2002	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.

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 2000, 2001 y 2002. 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 2002 y 2001.

Las Cuentas Anuales correspondientes a los ejercicios 2001 y 2002, formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., fueron aprobadas por las Juntas Generales de Accionistas celebradas el 21 de abril de 2002 y el 4 de abril de 2003, 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		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002
ACTIVO						
Gastos de establecimiento	138	100	61	138	100	61
Inmovilizado inmaterial	12	16	19	1.505	1.501	898
Inmovilizado material	53	139	268	31.189	30.436	20.562
Inmovilizado financiero	18.354	18.683	17.341	2.048	1.488	1.218
Total Inmovilizado	18.557	18.938	17.689	34.880	33.525	22.739
Fondo de comercio de consolidación	-	-	-	4.733	4.497	2.934
Gastos a distribuir en varios ejercicios	1.395	2.027	126	481	616	683
Impuestos anticipados	24	224	1.003	708	694	616
Existencias	-	-	1	2.660	2.106	2.119
Deudores	939	424	467	6.833	5.765	4.470
Inversiones financieras temporales	1.475	2.737	2.509	1.697	3.909	4.270
Tesorería	-	-	-	361	278	195
Ajustes por periodificación	-	-	-	66	49	38
Total activo circulante	2.414	3.161	2.977	11.617	12.107	11.092
TOTAL ACTIVO	22.390	24.350	21.795	52.419	51.439	38.064
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	1.338	1.397	3.004	1.338	1.397	3.004
Reservas en sociedades consolidadas	-	-	-	3.397	5.178	4.290
Diferencias de conversión	-	-	-	562	(454)	(3.126)
Beneficio del ejercicio	669	1.864	1.292	2.429	1.025	1.952
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(232)	(257)	(183)	(232)	(257)	(183)
Total Fondos Propios	9.424	10.653	11.762	15.143	14.538	13.586
Socios externos	-	-	-	3.522	6.591	4.223
Diferencia negativa de consolidación	-	-	-	13	12	3
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	-	-	55	939	877	262
Provisiones para riesgos y gastos	77	52	61	1.576	1.397	1.165
Impuestos diferidos	270	262	240	1.018	516	503
Acreeedores a largo plazo	9.997	11.315	8.627	15.740	14.418	9.387
Acreeedores a corto plazo	2.622	2.068	1.050	14.468	13.090	8.935
TOTAL PASIVO	22.390	24.350	21.795	52.419	51.439	38.064

CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CORRESPONDIENTES
A LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE

Cifras en Millones de euros

	REPSOL YPF, S.A. Y					
	REPSOL YPF, S.A.			SOCIEDADES PARTICIPADAS		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Importe neto de la cifra de negocios	-	-	-	44.043	42.851	35.555
Variación de existencias de productos terminados y en curso	-	-	-	411	(182)	100
Trabajos efectuados por el Grupo para el inmovilizado	-	-	-	240	92	70
Prestación de servicios a Empresas del Grupo	169	285	357	-	-	-
Otros ingresos de explotación	2	10	23	1.048	892	765
Total ingresos de explotación	171	295	380	45.742	43.653	36.490
Consumos	-	-	-	(27.895)	(26.921)	(24.260)
Gastos de personal	(65)	(81)	(86)	(1.648)	(1.732)	(1.161)
Tributos	-	-	-	(1.415)	(1.207)	(1.039)
Trabajos, suministros y servicios exteriores	(186)	(187)	(234)	(4.667)	(4.705)	(3.243)
Transportes y fletes	-	-	-	(1.011)	(1.197)	(838)
Amortizaciones	(52)	(54)	(64)	(2.864)	(2.971)	(2.626)
Total gastos de explotación	(303)	(322)	(384)	(39.500)	(38.733)	(33.167)
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	(132)	(27)	(4)	6.242	4.920	3.323
INGRESOS EXTRAORDINARIOS						
Beneficio en enajenación de inmovilizado	-	-	-	28	123	16
Beneficio en enajenación de participación de sociedades	-	-	1.766	30	192	1.592
Subv. de capital y/o ingresos a distribuir trasp. a resultados	-	-	-	25	13	8
Otros ingresos extraordinarios	10	30	18	46	55	40
Total ingresos extraordinarios	10	30	1.784	129	383	1.656
GASTOS EXTRAORDINARIOS						
Variación de provisiones de inmovilizado	-	(226)	(1.917)	(38)	(714)	(423)
Pérdidas procedentes del inmovilizado	-	-	-	(64)	(13)	(20)
Adaptación de plantillas	(16)	-	-	(201)	(103)	(54)
Otros gastos extraordinarios	(64)	(15)	(73)	(245)	(330)	(511)
Total gastos extraordinarios	(80)	(241)	(1.990)	(548)	(1.160)	(1.008)
RESULTADO EXTRAORDINARIO	(70)	(211)	(206)	(419)	(777)	648
AMORTIZACIÓN FONDO COMERCIO DE CONSOLIDACIÓN	-	-	-	(270)	(323)	(300)
Ingresos financieros	1.688	2.795	2.039	909	1.740	2.386
Gastos financieros	(1.151)	(970)	(1.360)	(2.209)	(3.092)	(3.172)
RESULTADO FINANCIERO	537	1.825	679	(1.300)	(1.352)	(786)
PARTICIPACIÓN EN RESULTADOS EN SOCIEDADES PUESTAS EN EQUIVALENCIA	-	-	-	72	35	(35)
BENEFICIO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	335	1.587	469	4.325	2.503	2.850
Impuesto sobre beneficios	334	277	823	(1.408)	(988)	(564)
Resultado atribuido a socios externos	-	-	-	(488)	(490)	(334)
BENEFICIO DEL EJERCICIO ATRIBUÍDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	669	1.864	1.292	2.429	1.025	1.952

CUADROS DE FINANCIACIÓN CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS
ANUALES TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE

(Millones de euros)

	REPSOL YPF, S.A.			REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002
	APLICACIONES					
Adquisiciones de inmovilizado:						
- Material	30	97	143	4.002	3.894	2.228
- Inmaterial	8	11	17	100	91	57
- Financiero	687	839	1.255	501	301	194
- Gastos Plurianuales	782	631	44	182	360	80
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	-	-	-	1.333	170	194
Total inversiones	1.507	1.578	1.459	6.118	4.816	2.753
Activos y Pasivos netos a largo plazo por la consolidación de nuevas sociedades	-	-	-	(648)	(126)	(878)
Variación neta en activos y pasivos a largo plazo por conversión	-	-	-	925	1.169	(305)
Dividendos de la sociedad dominante	541	635	183	541	635	183
Dividendos de las sociedades del Grupo atribuidos a la minoría	-	-	-	242	486	292
Provisiones para riesgos pagadas	5	11	-	-	-	-
Cancelación o traspaso de deuda a largo plazo	7.055	7.230	3.108	4.541	5.666	3.523
TOTAL APLICACIONES	9.108	9.454	4.750	11.719	12.646	5.568
VARIACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	-	1.301	395	2.819	1.868	3.140
	9.108	10.755	5.145	14.538	14.514	8.708
ORÍGENES						
Recursos generados por las operaciones	1.041	1.872	1.323	6.302	5.729	4.823
Ampliación de capital	397	-	-	397	-	-
Subvenc. capital y otros ingres. a distribuir	-	-	-	121	69	96
Aportaciones de socios externos	-	-	-	16	3.002	-
Deuda a largo plazo	6.227	8.883	1.632	7.437	4.477	1.231
Enajenación de inmovilizado	50	-	2.190	265	1.237	2.558
TOTAL ORÍGENES	7.715	10.755	5.145	14.538	14.514	8.708
VARIACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	1.393	-	-	-	-	-
	9.108	10.755	5.145	14.538	14.514	8.708

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 los apartados 1.d.2 y 1.d.5 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 2002, 2001 y 2000 un mayor gasto por importe de 5.532, 6.850 y 6.869 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. Comparación de la información

Ajustes derivados de la situación en Argentina

El resultado neto del Grupo Repsol YPF en los ejercicios 2002 y 2001 se ha visto 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 ha producido 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 han compensado 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 ha debido al periodo de tiempo transcurrido para trasladar los efectos de la

devaluación del peso a los consumidores. Este efecto ha sido compensado 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 se han originado 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 ascienden 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 ha supuesto 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 han registrado en 2002 y 1.450 en 2001.

Integración proporcional de Gas Natural SDG, S.A.

El Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., en la reunión celebrada el 14 de mayo de 2002, acordó vender un paquete de acciones de Gas Natural de SDG, S.A. representativas de hasta un 23% de su capital social, que se materializó en la enajenación de 102.988.486 acciones, pasando a tener una participación en la compañía del 24,042%. Esta operación se realizó a través de una Oferta Privada de Venta de Acciones a inversores institucionales residentes en España y no residentes y fue liquidada el 23 de mayo.

Como consecuencia de esta transacción el Grupo Repsol YPF ha obtenido 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.

Simultáneamente a la reducción de la participación, Repsol YPF y “La Caixa” suscribieron un acuerdo modificando el celebrado con fecha de 11 de enero de 2000 por el que se ordenaban, entre otros, sus respectivos intereses accionariales en Gas Natural SDG, S.A. y su representación en los órganos de gestión de esta compañía.

La Junta General Extraordinaria de Gas Natural SDG, S.A. celebrada el 16 de diciembre aprobó la nueva configuración del Consejo de Administración de la compañía, formado por doce miembros, cinco consejeros nombrados a propuesta de “La Caixa”, cinco más nombrados a propuesta de Repsol YPF y dos consejeros independientes a propuesta de ambos accionistas.

También el 16 de diciembre “La Caixa” y Repsol YPF, S.A. firmaron un nuevo acuerdo de accionistas proponiendo que la próxima Junta General Ordinaria de Gas Natural SDG modifique los estatutos de la compañía con el fin de ampliar de doce a dieciséis el número de miembros del Consejo y poder nombrar así a cuatro consejeros independientes más, hasta un total de seis.

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 ha variado, 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 consolidado 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 ha representado 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.

En términos homogéneos, si se considerase una participación del 24% en los dos ejercicios (2001 y 2002), el resultado operativo del Grupo del año 2001 hubiese sido de 4.161 millones de euros y el del año 2002 de 2.937 millones de euros.

Enajenación de CLH

En 2001 Repsol YPF junto con CEPSA y BP firmaron una promesa de compraventa con la compañía canadiense Enbridge Inc. sobre un 25% de las acciones de CLH. El contrato de compraventa definitivo se firmó el 1 de marzo de 2002, según el cual, Repsol YPF, S.A. y Petronor, S.A. vendieron un 14,59% y un 3,96%, respectivamente, de su participación en CLH.

Por esta razón desde el 31 de diciembre de 2001 CLH cambió su método de consolidación en el Grupo Repsol YPF pasando de integración global a puesta en equivalencia. A 31 de diciembre de 2001 el 41% del patrimonio neto de CLH se encontraba clasificado en el epígrafe “Inmovilizaciones financieras” (ver Nota 6 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), mientras que el porcentaje que se vendía (18,55%) se encontraba clasificado en el epígrafe “Inversiones financieras temporales” (ver Nota 10 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto) del balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2001. Las operaciones realizadas por la sociedad hasta el cierre del ejercicio se incluyeron en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de 2001.

Esta venta se realizó 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. Entre estas medidas y con el fin de dar entrada a nuevos socios, se limita a un máximo del 25% la participación individual en el accionariado de CLH.

En cumplimiento de esta regulación, el Grupo Repsol YPF, Cepsa y BP durante 2002, además del descrito anteriormente, firmaron los siguientes contratos de compraventa de acciones de CLH (ver Nota 18 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto):

- El 21 de junio, por el 5%, con la compañía canaria DISA Financiación, S.A.

- El 31 de julio, por el 5%, con la compañía CHINA Aviation Oil con sede en Singapur. En el Consejo de Ministros del 8 de noviembre fue aprobado el acuerdo por el que se autoriza a esta compañía, considerada pública, a ejercer los derechos políticos correspondientes al citado 5% adquirido.
- El 19 de noviembre, por el 5%, con la compañía Petrogal Española, S.A. con domicilio social en Madrid, sociedad perteneciente al grupo portugués de GALP Energía.

En el contrato de compraventa firmado con Petrogal, se le concedió a esta compañía un derecho de opción de compra de CLH, que podía ejercitar hasta el 15 de diciembre de 2002. Aunque Petrogal no ejercitó este derecho en el plazo otorgado, el contrato especifica que si aún quedaran participaciones accionariales por vender, dispondría adicionalmente, hasta el día 30 de junio de 2003, de un derecho preferente para comprar el mismo porcentaje accionarial sobre el que los vendedores hubieran recibido una oferta privada de compra que se propongan aceptar (con el límite del 5% del capital de CLH). El plazo para el ejercicio de este derecho ha vencido sin que haya sido ejercitado por parte de Petrogal.

Al 31 de diciembre de 2002, de la participación que posee el Grupo, el 25% se ha registrado en el epígrafe “Inmovilizado financiero”, mientras que el 6,79% restante dispuesto para la venta forma parte del epígrafe “Inversiones financieras temporales”. (Ver Nota 10 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto).

En marzo de 2003 Repsol YPF, Cepsa y BP formalizaron la venta a Oman Oil Company del 10% de las acciones de CLH. Esta operación cierra el proceso de venta establecido en cumplimiento del Real Decreto 6/2000, al quedar la participación agregada del Grupo Repsol YPF reducida al 25% (un 5,33% a través de Petronor). El resultado extraordinario registrado por esta venta ha ascendido a 67,7 millones de euros aproximadamente.

Clasificación de los impuestos pagados en Dubai y Argelia

Con fecha 1 de enero de 2002 el Grupo ha modificado el criterio con el que contabiliza los impuestos pagados en Dubai por el crudo producido en dicho país. Con anterioridad, este gasto se reflejaba en la línea “Consumos y otros gastos externos”, formando parte del beneficio o pérdida de explotación. A partir del presente ejercicio, 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”. Del total de impuestos pagados en el 2002 en Dubai (191 millones de euros), 67 millones de euros se muestran en el epígrafe “Consumos y otros gastos externos”, y 124 millones de euros en el de “Impuestos sobre beneficios”. Los impuestos pagados en 2001 ascendieron a 251 millones de euros.

Asimismo, desde el 1 de enero el Grupo ha modificado el criterio con el que se contabilizan 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 presente ejercicio, 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 impuestos pagados en 2002 y 2001 ascendieron a 26 y 28 millones de euros, respectivamente.

Perímetro de consolidación

Las principales variaciones del perímetro de consolidación producidas en 2002 se recogen en el Capítulo III de este Folleto (Ver Capítulo III.6.4 Principales operaciones societarias realizadas durante el año 2002-“Perímetro de consolidación”).

V.2.3. Desglose de las partidas más significativas del Balance de Situación

1) Inmovilizado inmaterial

Los saldos netos del inmovilizado inmaterial al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 son los siguientes:

	Millones de euros		
	2000	2001	2002
Fondo de comercio	95	183	148
Derechos de traspaso, superficie y usufructo			
- En estaciones de servicio	307	275	251
- En gasoductos	555	559	147
Otro inmovilizado	548	484	352
Total	<u>1.505</u>	<u>1.501</u>	<u>898</u>

Fondo de comercio

Bajo este epígrafe se incluye la diferencia entre el precio pagado por sociedades dedicadas a la comercialización de productos petrolíferos 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

En este epígrafe 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 2000, 2001 y 2002 es el siguiente:

	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
	(Millones de euros)		
COSTE			
Terrenos, edificios y otras construcciones	2.668	2.331	1.866
Maquinaria e instalaciones	21.305	21.242	13.833
Inversión en zonas con reservas	30.402	30.750	26.846
Otros costes de exploración	742	505	474
Elementos de transporte	943	876	738
Otro inmovilizado material	<u>3.066</u>	<u>2.991</u>	<u>1.809</u>
Total	<u>59.126</u>	<u>58.695</u>	<u>45.566</u>
AMORTIZACIÓN Y PROVISIÓN ACUMULADA			
Terrenos, edificios y otras construcciones	(710)	(644)	(499)
Maquinaria e instalaciones	(10.481)	(10.581)	(8.064)
Inversión en zonas con reservas	(15.140)	(15.707)	(14.786)
Otros costes de exploración	(512)	(310)	(417)
Elementos de transporte	(648)	(591)	(497)
Otro inmovilizado material	<u>(446)</u>	<u>(426)</u>	<u>(741)</u>
Total	<u>(27.937)</u>	<u>(28.259)</u>	<u>(25.004)</u>
NETO			
Terrenos, edificios y otras construcciones	1.958	1.687	1.367
Maquinaria e instalaciones	10.824	10.661	5.769
Inversión en zonas con reservas	15.262	15.043	12.060
Otros costes de exploración	230	195	57
Elementos de transporte	295	285	241
Otro inmovilizado material	<u>2.620</u>	<u>2.565</u>	<u>1.068</u>
Total	<u>31.189</u>	<u>30.436</u>	<u>20.562</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 2000, 2001 y 2002 de 149, 117 y 82 millones de euros, respectivamente, que revertirán al Estado en condiciones de buen uso en un plazo comprendido entre los años 2003 y 2050.

Del inmovilizado material neto total de Repsol YPF al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 aproximadamente 21.242, 20.739 y 15.266 millones de euros, respectivamente, se

encuentran en el extranjero y corresponden en su mayoría a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden a 756 y 2.339 millones de euros, respectivamente en 2001 y a 568 y 1.534 millones de euros, respectivamente en 2002. 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” (40 millones de euros en 2002), “Inversiones en zonas con reservas” (488 y 876 millones de euros en 2001 y 2002, respectivamente), “Otros costes de exploración” (154 y 70 millones de euros en 2001 y 2002, respectivamente) y “Otro inmovilizado material” (1.697 y 548 millones de euros en 2001 y 2002, respectivamente).

El inmovilizado material incluye elementos totalmente amortizados por importe de 7.299 y 6.966 millones de euros al 31 de diciembre de 2001 y 2002, 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 2000, 2001 y 2002 es como sigue:

	Millones de euros					Saldo a 31/12/02
	Saldo a 31/12/00	Saldo a 31/12/01	Dotación	Enajenación	Variación en el perímetro consolid.	
Terrenos, edificios y otras construcciones	126	83	(3)	(1)	(15)	64
Maquinaria e Instalaciones	578	499	(34)	(1)	(348)	116
Inversiones en exploración y producción de hidrocarburos						
. Inversiones en zonas con reservas	1	1	-	-	-	1
Elementos de transporte	1	1	-	-	-	1
Otro inmovilizado material	4	2	(1)	-	-	1
	<u>710</u>	<u>586</u>	<u>(38)</u>	<u>(2)</u>	<u>(363)</u>	<u>183</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 al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 asciende a 446, 365 y 183 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 53, 42 y 31 millones de euros en 2000, 2001 y 2002, 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 2001 y 2002, las inversiones en zonas con reservas han ascendido a 30.750 millones de euros y a 26.846 millones de euros, respectivamente.

Las inversiones registradas bajo este epígrafe se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

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 2001 y 2002 asciende a 15.707 y a 14.786 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 2000, 2001 y 2002, Repsol YPF ha dotado una provisión de 50, 655 y 410 millones de euros, respectivamente, recogida en el epígrafe “Resultados Extraordinarios” de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. (Ver Notas 1.d.1 y 18 de la Memoria Consolidada Anexo I de este Folleto).

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.

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 Continuo).

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 2000, 2001 y 2002 es la siguiente:

	Millones de euros		
	2000	2001	2002
<u>Sociedades consolidadas por integración global</u>			
YPF, S.A.	4.036	3.422	2.386
Empresas Lipigas, S.A.	-	125	92
Refinería La Pampilla, S.A.	63	63	50
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	56	56	45
Repsol YPF Gas, S.A. (1)	47	15	6
Duragás, S.A.	20	21	16
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	14	12	6
5254 Participações, S.A.	-	7	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	4	-	-
National Gaz, S.A.	4	-	-
Empresa Petrolera Andina	27	-	-
<u>Sociedades consolidadas por integración proporcional</u>			
Refap, S.A.	-	359	189
Compañía Distribuidora de Gas do Río de Janeiro	102	93	26
Gas Natural SDG, S.A.	114	107	51
Gas Natural, S.A. ESP	58	54	12
Ceg Rio, S.A.	38	36	11
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	51	54	9
Global Companies LLC	13	12	9
Refinería de Petróleos de Manguinhos, S.A. y subsidiarias	3	3	5
Refinerías del Norte, S.A.	2	4	4
Gas Natural del Oriente, S.A.	11	10	2
Gas Natural Navarra, S.A.	6	6	1
Gas Argentino, S.A.	20	15	-
Gas Natural México, S.A. de C.V.	11	10	-
<u>Sociedades consolidadas por puesta en equivalencia</u>			
PBB Polisor, S.A. (2)	21	8	9
Sucar, S.A.	3	3	3
Limagás, S.A.	2	2	2
Electricidad Argentina, S.A.	7	-	-
	<u>4.733</u>	<u>4.497</u>	<u>2.934</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.

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 2000, 2001 y 2002.

5) **Provisiones para riesgos y gastos**

El detalle de los saldos netos al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 es el siguiente:

	Millones de euros		
	2000	2001	2002
Provisión para pensiones	79	60	69
Provisión restructuración plantillas	140	65	17
Desmantelamiento de campos	164	178	125
Compromisos y pasivos contingentes	433	349	261
Fondos de reversión	38	42	34
Otras provisiones	722	703	659
	<u>1.576</u>	<u>1.397</u>	<u>1.165</u>

El cuadro con el movimiento de las provisiones correspondientes a los ejercicios 2000, 2001 y 2002 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.

Los trabajadores de YPF tienen reconocido un plan de pensiones de aportación definida, implementado a través de una compañía de seguros, donde la empresa aporta la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido. Los rescates de los derechos consolidados se pueden realizar a partir de la jubilación (65 años para hombres y 60 para mujeres), y por retiro anticipado (60 años para hombres y 55 para mujeres).

Gas Natural hasta 2000 se hallaba cubierta por planes de pensiones de prestación definida pendientes de adaptación a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones y registrados en el epígrafe "Provisión para pensiones" del balance de situación. Los compromisos por pensiones relativos al personal pasivo fueron externalizados en 1999 y 2000 y los del personal activo se empezaron a externalizar en 2000, continuando en 2001 y 2002. La provisión aplicada en 2001 ascendió a 13 millones de euros y el importe correspondiente al Grupo de la provisión aplicada en 2002 asciende a 2,6 millones de euros. La provisión remanente por este concepto en el balance de situación al 31 de diciembre de 2002 corresponde al coste estimado de la externalización de los compromisos pendientes.

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. En relación con estos programas en 2002 se ha registrado un gasto extraordinario de 41 millones de euros 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 2000, 2001 y 2002 a 28, 26 y 24 millones de euros, respectivamente. Dentro del epígrafe de “Gastos financieros” se han incluido 6,6, 0,7 y 0,4 millones euros en 2000, 2001 y 2002 respectivamente, en concepto de actualización financiera de las provisiones existentes al 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001 respectivamente. En 2000 y 2001 se han registrado 5,1 y 2,7 millones de euros, respectivamente, de gastos extraordinarios para constituir una provisión que cubra el coste de los compromisos pendientes de externalización.

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).

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		
	2000	2001	2002
Litigio GLP Argentina	116	72	-
Provisión técnica de seguros	83	74	57
Aprovisionamientos	70	58	6
Obligaciones con el personal	69	41	23
Contingencias medioambientales	146	133	103
Morosidad crisis en Argentina (1)	-	181	-
Provisiones para litigios	106	103	122
Valoración a mercado de instrumentos financieros	-	-	145
Valoración patrimonial sociedades participadas	-	4	77
Reparación de buques	10	-	-
Otras provisiones	122	37	126
	<u>722</u>	<u>703</u>	<u>659</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.

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, 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 una disminución de las diferencias de conversión en el ejercicio 2002 por importe de 1.099 millones de euros.

El detalle del efecto de estas operaciones reflejado en “Diferencias de conversión” al 31 de diciembre de 2001 y 2002 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2001	2002
Ajustes valor inversiones en moneda extranjera	1.077	(2.751)
Ajustes pasivos en moneda extranjera	(682)	1.652
Efecto neto en Diferencias de Conversión(*)	395	(1.099)

(*) Ver nota sobre el movimiento de las diferencias de conversión en el ejercicio 2002 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”.

El detalle de la deuda financiera total y de la deuda financiera neta al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 es el siguiente:

Situación financiera	A 31 de diciembre		
	2000	2001	2002
	(Millones de euros)		
Deuda a largo plazo	14.886	13.488	8.273
Deuda a corto plazo	7.187	7.563	3.999
Deuda total	22.073	21.051	12.272
Menos			
Tesorería	(361)	(278)	(195)
Inversiones financieras temporales	(1.096)	(3.909)	(4.270)
Inversiones financieras a largo plazo	(217)	(309)	(335)
Deuda neta	20.399	16.555	7.472

En el cálculo del nivel de endeudamiento neto para los años 2000, 2001 y 2002 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 772, 3.814 y 3.691 millones de euros, respectivamente.

A continuación se detallan la capitalización y la capitalización ajustada al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002, respectivamente.

	A 31 de diciembre		
	2000	2001	2002
	Millones de euros		
Deuda a corto plazo	7.187	7.563	3.999
Deuda a largo plazo	14.886	13.488	8.273
I DEUDA TOTAL	22.073	21.051	12.272
Socios Externos	3.522	6.591	4.223
Fondos Propios	15.143	14.538	13.586
II CAPITALIZACIÓN (Deuda+Socios Externos+Fondos Propios)	40.738	42.180	30.081
III Menos			
Tesorería e Inversiones financieras temporales	(1.457)	(4.187)	(4.465)
Inversiones financieras a largo plazo	(217)	(309)	(335)
IV Más			
Subvenciones e ingresos a distribuir en varios ejercicios	939	877	262
Financiación del Estado para la exploración	7	5	3
V CAPITALIZACIÓN AJUSTADA	40.010	38.566	25.546
Ratio de deuda total sobre capitalización (I / II)	54,2%	49,9%	40,8%
Ratio de deuda neta sobre capitalización ajustada (I – III / V)	51,0%	42,9%	29,2%

Durante el ejercicio 2000, el ratio de deuda neta sobre capitalización ajustada se redujo desde el 53%, nivel que alcanzó a 31 de diciembre de 1999, hasta el 51% a 31 de diciembre de 2000 a pesar del incremento en la deuda neta desde los 17.136 millones de euros en 1999 a 20.399 millones de euros en 2000. Durante los ejercicios 2001 y 2002, el ratio de deuda neta sobre capitalización ha continuado descendiendo hasta situarse en el 42,9% y en el 29,2% a 31 de diciembre de 2001 y de 2002, respectivamente, alcanzando la deuda neta los 16.555 millones de euros y los 7.472 millones de euros a 31 de diciembre de 2001 y 2002, respectivamente.

Desde el año 1999, Repsol YPF ha venido ejecutando un plan selectivo de desinversiones, por un importe total estimado de 4.500 millones de dólares, destinado a refinanciar parcialmente la

adquisición de YPF. A 31 de diciembre de 2002, se han realizado desinversiones en base a dicho plan por un importe de 6.581 millones de euros. Repsol YPF ha completado el plan de desinversiones en el ejercicio 2002, mediante la reducción de las participaciones de Repsol YPF en CLH y Enagas tal como requieren las medidas de liberalización del mercado emitidas por el Gobierno y vendiendo un 23% de Gas Natural.

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	
	2001	2002
Deuda neta al inicio del período	(20.399)	(16.555)
Cash flow neto	5.729	4.823
Desinversiones	1.199	2.824
Inversiones	(4.692)	(2.623)
Fondos gastados en retribuir accionistas	(1.096)	(549)
Cambio en el método de consolidación de Gas Natural	-	3.112
Efectos por la desconsolidación de CLH y de las sociedades indonesias	766	-
Emisión de participaciones preferentes	2.780	-
Variación en el fondo de maniobra y otros	98	(585)
Efecto variación tipo de cambio	(940)	2.081
Deuda neta al final del periodo	<u>(16.555)</u>	<u>(7.472)</u>

A continuación se detalla la composición por divisas de los préstamos y deudas financieras con coste del Grupo Repsol YPF para los ejercicios 2000, 2001 y 2002.

	Millones de euros					
	2000		2001		2002	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
Dólares	4.895	6.009	2.153	6.349	1.398	3.458
Otras divisas	186	166	339	51	56	66
Euros	<u>2.106</u>	<u>8.710</u>	<u>5.071</u>	<u>7.088</u>	<u>2.545</u>	<u>4.749</u>
TOTAL	<u>7.187</u>	<u>14.885</u>	<u>7.563</u>	<u>13.488</u>	<u>3.999</u>	<u>8.279</u>

A 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 la deuda a largo plazo a tipo variable ascendía a 6.129, 4.748 y 2.068 millones de euros, lo que representa un 41%, un 35% y un 25% sobre el endeudamiento financiero a largo plazo, respectivamente.

No obstante, prácticamente la totalidad de la deuda bruta consolidada a 31 de diciembre de 2002 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, 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 2002 y 2001 un gasto financiero de 296 y 388 millones de euros respectivamente en el epígrafe “Gastos financieros por operaciones con terceros – Otros”, 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 2002 por vencimientos es como sigue:

(Millones de euros equivalentes)

Fecha de vencimiento prevista

Al 31 de diciembre de 2002	2003	2004	2005	2006	2007	Años posteriores	Total
Deuda financiera							
Dólares USA	1.398	460	2.200	67	354	377	4.856
Otras divisas	56	6	45	1	3	11	122
Euros	2.545	1.875	289	860	423	1.302	7.294
Participaciones preferentes							
Dólares USA	-	-	-	-	-	691	691
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 repercute 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		
	2000	2001	2002
Fianzas y depósitos recibidos	196	213	196
Financiación del Estado para inversiones en Exploración	7	5	3
Otros acreedores	651	712	915
	<u>854</u>	<u>930</u>	<u>1.114</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 2000, 2001 y 2002 ascendía a 294, 572 y 372 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente, en el año 2002 se han registrado 348 millones de euros por el contrato a largo plazo de arrendamiento de un buque metanero dedicado 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.

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. El coste de la adquisición de dichos terrenos ascendió a 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 finaliza el 29 de diciembre de 2003.

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 ascendido a 195 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 éste 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.

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 2002, los anticipos de clientes correspondientes a las operaciones FOS registrados en el balance consolidado del Grupo ascendían a 485 millones de euros.

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 tres transacciones FOS:

	<i>FOS I</i>	<i>FOS II</i>	<i>FOS III (2)</i>
Fecha	18 Noviembre 1996	24 Junio 1998	31 Diciembre 2001
Ingreso neto (1)	\$380.606.587	\$299.967.289	\$382.693.787
Entidad de propósito especial	Oil Trading Corp.	Oil Enterprises Ltd.	Oil International Limited
Endeudamiento entidad de propósito especial	400 millones \$ 6,467%	315 millones \$ 6.239%	Bonos: 200 millones \$ 3.98% Bonos: 162.7 millones \$ 3.90%
Comprador	Morgan Guaranty Trust	Morgan Guaranty Trust	Morgan Stanley Capital Group Limited (UK)
Comercializadora	YPF	YPF	Repsol YPF Trading y Transporte, S.A.
Garantía/Cobertura	Swap cobertura precio crudo/Seguro de incumplimiento	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)	27.803.734	23.934.985	24.105.532
Compromisos medios mensuales (Barriles crudo)	332.448	201.126	287.054
Duración del contrato	7 años	10 años	7 años

(1) Las ventas totales bajo las operaciones FOS son las siguientes: FOS I: 398.907.814 dólares, 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. 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 2002, 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 reembolsar 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 reembolsar 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 2001, los compromisos mensuales de entrega de crudo contraídos por YPF en base a los FOS representaron un 5,41% de su producción mensual, mientras que el total de compromisos pendientes por este concepto supusieron un 25,6% de la producción anual de crudo de YPF y el 19,8% de la producción anual del Grupo Repsol YPF.

A 31 de diciembre de 2002, los compromisos mensuales de entrega de crudo contraídos por YPF en base a los FOS han representado un 6,31% de su producción mensual, mientras que el total de compromisos pendientes por este concepto ha ascendido a un 23,08% de la producción anual de crudo de YPF y a un 17,31% 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 730 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 31 de enero de 2003, las Autoridades Fiscales argentinas se han dirigido 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 con entidades de propósito específico (“special purpose entities”) deberían haberse considerado operaciones financieras realizadas en Argentina y que, por este motivo, YPF debería haber practicado las correspondientes retenciones sobre los ingresos derivados de dichas operaciones por un importe aproximado de 21 millones de dólares. YPF no comparte dicha interpretación y en la actualidad está evaluando las posibles medidas a adoptar.

V.4.2 Compromisos contractuales

A continuación se detallan los compromisos contractuales al 31 de diciembre de 2002 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	989.666	200.656	293.345	263.443	232.222
Ventas de gas natural	7.438.771	567.123	1.234.392	1.156.638	2.480.618
Ventas de GLP	11.662	4.098	6.992	572	--
Otras ventas de productos petrolíferos y petroquímicos	1.662.200	759.170	551.652	186.250	345.128
Total	10.102.299	1.531.047	2.086.381	1.606.903	3.057.968

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	12.271.900	3.999.000	4.874.100	1.709.200	1.689.600
Obligaciones por leasing financiero	438.764	27.196	53.423	42.763	315.382
Transporte - Fletamentos con cláusulas de "Time charter"	1.182.252	80.979	173.405	148.987	778.881
Leasings operativos	347.412	33.270	65.644	59.897	188.601
Obligaciones de compra (1)	15.961.912	1.079.687	1.976.505	1.702.097	11.203.623
Adquisición de servicios	1.898.792	168.276	290.427	249.646	1.190.443
Compras de materias primas	14.063.120	911.411	1.686.078	1.452.451	10.013.180
Productos petroquímicos	243.867	134.496	102.675	6.696	—
GLP	73.845	21.732	36.622	15.491	—
Gas natural	13.535.980	741.315	1.519.045	1.402.528	9.873.092
Electricidad	129.222	8.615	17.530	17.230	86.147
Vapor	80.206	5.253	10.506	10.506	53.941
Otros pasivos a largo plazo registrados en el balance de situación	7.177.000	4.926.900	1.376.600	240.700	632.800
TOTAL	37.379.240	10.147.032	8.519.677	3.903.644	14.808.887

(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.

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 5.388 millones de euros del total de obligaciones negociables, representativas de deuda ordinaria, emitidas por la compañía que ascienden a 6.866 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 1.478 millones de euros garantizados por Repsol YPF, sobre el total emitido de 6.866 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.

Así mismo, YPF ha acordado la inclusión de ciertas cláusulas en emisiones de bonos por importe total de 927 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 que excedan el 15% del total de los activos consolidados de YPF. 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 prestadas

Al 31 de diciembre de 2002 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:

- Repsol YPF ha otorgado garantías relacionadas con la financiación de Central Dock Sud, una filial consolidada por el método de puesta en equivalencia, aproximadamente por un importe de 28,7 millones de euros.
- YPF, S.A. ha garantizado acuerdos de comercialización suscritos por ciertas subsidiarias por importe de 19,5 millones de euros
- Gas Natural ha otorgado garantías a sociedades del Grupo por importe de 55,4 millones de euros, importe correspondiente a la proporción atribuible al Grupo Repsol YPF de la cantidad garantizada.

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 2000, 2001 y 2002.

	Millones de euros		
	2000	2001	2002
Existencias	2.660	2.106	2.119
Clientes	4.655	4.087	3.041
Acreedores comerciales	(2.324)	(2.516)	(2.609)
Fondo de Maniobra comercial	4.991	3.677	2.551
Otros deudores a corto plazo ⁽²⁾	2.244	1.727	1.467
Otros acreedores no financieros a corto plazo	(4.957)	(3.011)	(2.327)
Fondo de Maniobra de explotación	2.278	2.393	1.691
Tesorería disponible	2.058	4.187	4.465
Endeudamiento Financiero a corto plazo	(7.187)	(7.563)	(3.999)
FONDO DE MANIOBRA NETO	(2.851)	(983)	2.157
Fondo de Maniobra Neto / Capitales permanentes ⁽¹⁾	(7,72%)	(2,60%)	7,41%
Fondo de Maniobra Neto / Stocks	(107,18%)	(46,68%)	101,79%

(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 2000, 2001 y 2002, respectivamente. (Ver memorias consolidadas Anexo I de este Folleto)

En el año 2001, el descenso del precio del petróleo crudo permitió reducir el Fondo de Maniobra Comercial hasta 3.677 millones de euros, cifra similar a la del año 1999, mientras que la Tesorería disponible creció sustancialmente al recoger el producto de la emisión de participaciones preferentes realizada a mediados del mes de diciembre. Estas disponibilidades líquidas se han aplicado al pago de los vencimientos de deuda financiera que han tenido lugar a lo largo del año 2002.

En el ejercicio 2002, la disminución en el fondo de maniobra de explotación respecto al 2001 y en términos homogéneos, se ha debido 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 ha reducido 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 ha mantenido el nivel de las inversiones financieras líquidas de manera que aún bajo circunstancias adversas se puedan atender en todo momento los vencimientos de la deuda a corto plazo.

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 2000, 2001 y 2002 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	2000	2001	2002
Resultado Neto	2.429	1.025	1.952
Ajustes al Resultado:			
- Amortizaciones	3.135	3.294	2.926
- Provisiones Netas	422	1.138	692
- Intereses Minoritarios	488	490	334
- Resultado en enajenación de activos	7	(302)	(1.270)
- Impuestos diferidos y otros	(179)	84	189
FONDOS GENERADOS	6.302	5.729	4.823
Variación Fondo de Maniobra			
Según Balances:			
- Existencias	(725)	554	(13)
- Ajustes por periodificación	(10)	29	(28)
- Deudores	(1.939)	882	1.227
- Acreedores C.P.	1.792	(1.579)	(484)
Efectos contables de perímetro de consolidación y diferencias de cambio	48	(126)	(1.055)
	5.468	5.489	4.470
CASH-FLOW POR INVERSIONES			
Inversión en inmovilizado material	(4.002)	(3.894)	(2.228)
Inversión en inmovilizado inmaterial	(100)	(91)	(57)
Inversión en inmovilizado financiero	(1.834)	(471)	(388)
Inversión en gastos amortizables	(182)	(361)	(80)
Desinversiones	265	1.237	2.558
	(5.853)	(3.580)	(195)
CASH-FLOW POR ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Endeudamiento a largo plazo recibido	7.162	4.014	1.144
Ampliación de capital	397	-	-
Aportación de socios externos	16	3.002	-
Subvenciones recibidas	121	71	96
Endeudamiento cancelado	(1.339)	(1.075)	(288)
Dividendos	(783)	(1.121)	(476)
Aplicación de provisiones y otros	41	172	(76)
Variación Fondo de maniobra financiero	(5.203)	(7.055)	(4.758)
	412	(1.992)	(4.358)
Variación neta de tesorería	27	(83)	(83)
Tesorería al inicio del ejercicio	334	361	278
Tesorería al final del ejercicio	361	278	195

La variación neta de caja en el ejercicio 2000 fue positiva por 27 millones de euros y en los ejercicios 2001 y 2002 fue negativa por 83 millones de euros.

En los ejercicios 2000 y 2001, la caja generada por las operaciones ordinarias ascendió a 5.468 y a 5.489 millones de euros, respectivamente, frente a la caja generada en el ejercicio 2002 que ha alcanzado los 4.470 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 positivo en el ejercicio 2000, las enajenaciones de activos dieron lugar a beneficios y alcanzó los 7 millones de euros, mientras que en los ejercicios 2001 y 2002 los ajustes fueron negativos, ascendiendo a 302 y a 1.270 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 2.924 millones de euros en el ejercicio 2000, comparables con 1.213 y 1.016 millones de euros correspondientes a los ejercicios 2001 y 2002, respectivamente, así como las dotaciones a amortizaciones y provisiones que ascendieron a 3.378, 4.506 y 3.807 millones de euros en los ejercicios 2000, 2001 y 2002, respectivamente. Tanto en el ejercicio 2000 como en los ejercicios 2001 y 2002, la caja generada por las operaciones se ha visto disminuida por las necesidades del fondo de maniobra operativo por 834, 240 y 353 millones de euros, respectivamente.

La caja generada por las actividades de inversión en 2002 supuso una salida neta de fondos de 195 millones de euros al compensarse los 2.753 millones de euros aplicados en inversiones en activos fijos y otras adquisiciones con la caja generada por desinversiones por importe de 2.558 millones de euros. En los ejercicios 2000 y 2001 la caja aplicada en inversiones neta de la generada por las desinversiones realizadas ascendió a 5.853 y 3.580 millones de euros, respectivamente.

De la caja libre remanente se destinaron al pago de dividendos 783, 1.121 y 476 millones de euros en los ejercicios 2000, 2001 y 2002, 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 2000, 2001 y 2002, así como su evolución durante dichos ejercicios ha sido la siguiente:

	Capital suscrito	Prima de emisión	Otras reservas de la sociedad dominante			Reservas en sociedades consolidadas	Diferencias de conversión	Beneficio del ejercicio	Dividendo a cuenta	Total	
			Reserva legal	Reserva de revalorización	Reserva ajuste euros						Reservas voluntarias
Ejercicio 2000											
Saldo a 31/12/99	1.188	6.064	180	3	2	1.208	2.811	249	1.011	(190)	12.526
Ampliación de capital Redenominación a euros	33	364	-	-	-	-	-	-	-	-	397
Distribución de resultados del ejercicio 1999:											
Reserva legal	-	-	44	-	-	-	-	-	(44)	-	-
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	(190)	190	-
Dividendo complementario	-	-	-	-	-	-	-	-	(309)	-	(309)
Reservas voluntarias	-	-	-	-	-	(99)	567	-	(468)	-	-
Diferencias de conversión (moneda extranjera) y otros	-	-	-	-	-	-	19	313	-	-	332
Beneficio del ejercicio 2000	-	-	-	-	-	-	-	-	2.429	-	2.429
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(232)	(232)
Saldo a 31/12/00	1.221	6.428	224	3	2	1.109	3.397	562	2.429	(232)	15.143
Ejercicio 2001											
Saldo a 31/12/00	1.221	6.428	224	3	2	1.109	3.397	562	2.429	(232)	15.143
Ampliación de capital Distribución de resultados del ejercicio 2000:											
Reserva legal	-	-	20	-	-	-	-	-	(20)	-	-
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	(232)	232	-
Dividendo complementario	-	-	-	-	-	-	-	-	(378)	-	(378)
Reservas voluntarias	-	-	-	-	-	39	1.760	-	(1.799)	-	-
Diferencias de conversión (moneda extranjera) y otros (2)	-	-	-	-	-	-	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	1.148	5.178	(454)	1.025	(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 (1) (moneda extranjera) y otros	-	-	-	-	-	-	(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	1.607	4.290	(3.126)	1.952	(183)	13.586

(1) 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. La evolución de los tipos de cambio del dólar americano, el peso argentino y el real brasileño frente al euro en los tres últimos ejercicios ha sido la siguiente (Ver Capítulo IV.1.4 Riesgos de negocio de Repsol YPF – “Riesgo país Argentina” y “Riesgo de tipo de cambio”):

	A 31 de diciembre		
	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
<u>Dólar americano</u>			
Tipo medio	0,92	0,90	0,94
Tipo cierre	0,93	0,89	1,05
<u>Peso argentino</u>			
Tipo medio	0,92	0,90	2,96
Tipo cierre	0,93	0,89	3,48
<u>Real brasileño</u>			
Tipo medio	1,69	2,10	2,96
Tipo cierre	1,84	2,07	3,71

(2) 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.

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 2000, ni en 2001, ni en 2002.

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. 1.4 de este Folleto se describen los riesgos de mercado del Grupo Repsol YPF.

A continuación se desglosan los instrumentos de cobertura utilizados:

A) Operaciones de cobertura del riesgo de precio del crudo

Contratos a futuro sobre productos

- a) Durante el ejercicio 2000 se procedió a cubrir las posiciones abiertas existentes en relación con contratos de compra a largo plazo de crudo (WTI) mediante contratos de venta a largo plazo con idénticos nocionales y vencimientos, pero con precios de venta superiores. Los beneficios originados como consecuencia de la diferencia existente entre los precios de compra y los precios de venta se fueron registrando a medida que se fueron liquidando los contratos a su vencimiento. Como consecuencia de todo ello en el ejercicio 2000 se revirtió la totalidad del saldo de la provisión existente para cubrir posibles pérdidas futuras por este tipo de contratos por importe de 2,3 millones de euros, y adicionalmente se registró un beneficio de 2,3 millones de euros como resultado de la liquidación de los contratos.

Los resultados positivos registrados en los ejercicios 2001 y 2002 como consecuencia de la liquidación de los citados contratos han ascendido a 4,7 y a 1,6 millones de euros, respectivamente y figuran registrados en el epígrafe “Ingresos financieros” de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Repsol YPF no estaba expuesto, significativamente, a riesgos por estos instrumentos al 31 de diciembre de 2000 y 2001.

Al 31 de diciembre de 2002 se han liquidado la totalidad de dichos contratos.

- b) 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.

Los importes registrados por este concepto en el ejercicio 2002 bajo los epígrafes "Importe neto de la cifra de negocios" y "Consumos y otros gastos externos" han ascendido a 5 y 21 millones de euros, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2002 estas posiciones pendientes de liquidar eran las siguientes:

31 diciembre 2002	Miles de barriles	Precio medio establecido (Dólares USA por barril)	Fecha de vencimiento					Años posteriores	Total
			2003	2004	2005	2006	2007		
			Miles de dólares USA						
Contratos de compra									
Corto plazo									
WTI	2.794	26,534	73.707	430	-	-	-	-	74.137
Contratos de venta									
Corto plazo									
WTI	1.646	28,911	47.587	-	-	-	-	-	47.587
Contratos Swap (1)									
Corto plazo									
WTI	2.592	17,675	45.813	-	-	-	-	-	45.813
Brent	950	26,200	24.890	-	-	-	-	-	24.890
Dubai	650	7,521	4.889	-	-	-	-	-	4.889
Fueloil	322	25,002	8.051	-	-	-	-	-	8.051
Gasolina sin plomo	23	29,740	678	-	-	-	-	-	678
Gasoil	13	31,647	399	-	-	-	-	-	399

31 diciembre 2002	Toneladas	Precio medio establecido (Dólares USA por tonelada)	Fecha de vencimiento					Años posteriores	Total
			2003	2004	2005	2006	2007		
			Miles de dólares USA						
Contratos Swap (1)									
Corto plazo									
Propano	2.000	333,150	666	-	-	-	-	-	666
Naphta	282.927	237,557	67.211	-	-	-	-	-	67.211

(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.

Opciones sobre el precio del barril de crudo

En relación con unas Obligaciones Negociables emitidas por YPF por importe de 400 millones de dólares que estaban garantizadas con los ingresos procedentes de las exportaciones de un contrato de venta de crudo a largo plazo con ENAP (compañía petrolera estatal chilena), YPF adquirió unas opciones de venta sobre el precio del barril de crudo con objeto de establecer una cobertura sobre el precio de venta del citado contrato (Ver Nota 23 “Otra información” de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto). En virtud de estas opciones YPF tenía el derecho de vender un determinado volumen de barriles de crudo a un precio de 14 dólares por barril.

A 31 de diciembre de 2001 el Grupo Repsol YPF mantenía a través de YPF opciones de venta de crudo sobre 6 millones de barriles a un precio de 14 dólares por barril. El plazo para el ejercicio de estas opciones finalizó el 26 de octubre de 2002, no habiéndose ejercitado ninguna de estas opciones durante el año 2002.

Swaps sobre el precio del barril de crudo

En noviembre de 1996, 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, 27,8 millones, 23,9 millones y 24,1 millones de barriles a ser entregados en el plazo de siete, 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 2002 el Grupo Repsol YPF mantenía contratos de swap sobre el precio del barril de crudo sobre 36,8 millones de barriles a un precio medio de 19,59 dólares por barril de acuerdo con el siguiente calendario:

	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>Años posteriores</u>	<u>Total</u>
Volumen contratado (millones de barriles)	9,1	5,8	5,8	5,8	5,8	4,5	36,8
Precio contratado (dólares USA por barril)	19,17	19,62	19,62	19,62	19,62	20,22	19,59
Importe contratado (millones de dólares USA)	174	114	114	114	114	91	721

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 19,59 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 termoelectrico en Brasil, el pasado 30 de octubre de 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 que existían al 31 de diciembre de 2002:

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 2002 era el siguiente:

31 diciembre 2002	Fecha de vencimiento						Años posteriores	Total
	2003	2004	2005	2006	2007			
USD/euro (1)								
· Cantidad contratada	1.338,0	-	-	-	-	-	-	1.338,0
· Tipo de cambio medio contratado	0,984							
Euro/USD (1)								
· Cantidad contratada	48,0	-	-	-	-	-	-	48,0
· Tipo de cambio medio contratado	1,0670							
GBP/USD (1)								
· Cantidad contratada	0,6	-	-	-	-	-	-	0,6
· Tipo de cambio medio contratado	1,5416							

(1) Expresado en millones de la primera divisa indicada. Repsol YPF compra la primera divisa citada y vende la segunda.

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 básicamente en dólares y en euros.

A continuación se detallan las operaciones existentes al 31 de diciembre de 2002:

31 diciembre 2002	Fecha de vencimiento					Años posteriores	Total
	2003	2004	2005	2006	2007		
Millones de euros							
Variable a variable							
Cantidad contratada (USD)	4,95	2,83	2,68	-	-	-	10,46
Tipo medio a pagar (USD)	Libor + 27,07%	Libor + 10,28%	Libor + 5,86%	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (BRL)	107,21% x CDI BRL	105,6% x CDI BRL	100,00% x CDI BRL	-	-	-	
Variable a fijo							
Cantidad contratada (EUR)	900	-	-	-	-	-	900
Tipo medio a pagar (USD)	4,068%	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor + 100 b.p.	-	-	-	-	-	
Cantidad contratada (EUR)	1.916	-	-	-	-	-	1.916
Tipo medio a pagar (USD)	2,977%	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor	-	-	-	-	-	
Fijo a fijo							
Cantidad contratada (EUR)	-	1.725	-	750	-	1.175	3.650
Tipo medio a pagar (USD)	-	5,341%	-	6,348%	-	7,160%	
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	3,750%	-	5,750%	-	6,000%	

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 12.272 millones de euros al 31 de diciembre de 2002, 6.205 millones de euros correspondían a instrumentos de tipos de interés fijo, cuyo valor de mercado fluctúa con las variaciones de los tipos de interés (Ver Capítulo IV.1.4 "Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF – Riesgo de tipo de interés").

Seguidamente se detalla, por vencimientos, la deuda a largo plazo a tipo de interés fijo, indicando para cada vencimiento el tipo de interés medio.

31 diciembre 2002	Fecha de vencimiento					Años posteriores	Total
	2003	2004	2005	2006	2007		
	Millones de euros equivalentes						
Deuda a largo plazo a tipo de interés fijo							
Dólares (USD)	-	380	1.598	(15)	292	133	2.388
Tipo medio de interés	-	7,80%	7,37%	7,55%	7,67%	8,70%	
Euros	-	1.744	19	750	-	1.302	3.815
Tipo medio de interés	-	3,77%	5,35%	5,75%	-	6,08%	
Otras divisas	-	1	-	-	-	-	1
Tipo medio de interés	-	0,00%	-	-	-	-	

Permutas financieras de tipo de interés

Al 31 de diciembre de 2002 el Grupo Repsol YPF mantiene las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

31 diciembre 2002	Fecha de vencimiento						Total
	2003	2004	2005	2006	2007	Años posteriores	
Millones de euros							
<u>Variable a fijo</u>							
Cantidad contratada (EUR)	24,04	-	-	-	-	-	24,04
Tipo medio a pagar	Euribor	-	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar	3,6025%	-	-	-	-	-	-
Cantidad contratada (USD)	-	-	-	-	-	7,85	7,85
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	Libor	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	5,25%	-
Cantidad contratada (USD)	-	-	-	-	-	7,85	7,85
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	Libor	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	5,25%	-
Cantidad contratada (EUR)	-	-	-	-	-	674,00	674,00
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	-	6,75%	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	-	Euribor	-
<u>Fijo a variable</u>							
Cantidad contratada (EUR)	9,57	-	-	-	-	-	9,57
Tipo medio a pagar	8,39%	-	-	-	-	-	-
Tipo medio a cobrar	MXT-TIIE	-	-	-	-	-	-
<u>Variable a variable</u>							
Cantidad contratada (EUR)	-	-	-	-	28,85	-	28,85
Tipo medio a pagar	-	-	-	-	Euribor 6m - 10 p.b.	-	-
Tipo medio a cobrar	-	-	-	-	Euribor 6m + 38 p.b.	-	-

Contratos a plazo a tipo medio

Al 31 de diciembre de 2002 el Grupo Repsol YPF no mantiene contratos a plazo de divisa a tipo medio variable.

Opciones sobre tipo de interés

Adicionalmente, Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital Limited (RIC), ha emitido desde 1997 un total de 3.691 millones de euros de participaciones preferentes (Ver Capítulo IV.1.4 “Riesgos de negocio del Grupo Repsol YPF – Riesgo de tipo de interés”):

- 725 millones de dólares (691 millones de euros equivalentes) en octubre de 1997 retribuidas por un dividendo fijo del 7,45%; La compañía mantiene la opción de cancelación anticipada de la emisión de participaciones preferentes. La compañía mantiene la opción de cancelación anticipada de la emisión de participaciones preferentes.

- 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 diciembre de 1997, Repsol YPF monetizó la opción de amortización de la emisión de participaciones preferentes de octubre de ese mismo año, mencionada anteriormente, a través de la venta de una opción sobre tipos de interés, según la cual los adquirentes de esa opción tenían el derecho –ejecutable desde octubre de 2002 hasta octubre de 2007- a contratar con Repsol YPF un swap de tipos de interés por un importe nominal total de 725 millones de dólares en el cual:

- Repsol YPF pagaría un tipo fijo del 7,45% trimestral (el mismo que el dividendo a pagar en las participaciones preferentes emitidas) desde la fecha efectiva de ejercicio hasta diciembre de 2027 y
- Repsol YPF recibiría un interés trimestral del LIBOR a tres meses más un margen de 0,45% durante el mismo período indicado en el punto anterior.

La prima recibida por la venta de esta opción sobre tipos de interés, (que ascendió a 78 millones de dólares) se registró como ingresos a distribuir en varios ejercicios (Ver Nota 13 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto), se amortizaba a lo largo de la duración del contrato, registrándose como ingreso financiero en la cuenta de resultados.

En octubre y noviembre de 2002 los adquirentes de la opción vendida en su día por Repsol YPF han ejercitado su derecho a realizar la operación swap antes descrita, la cual figura recogida en esta nota en el epígrafe de Operaciones de cobertura sobre tipos de cambio, en el cuadro del apartado “Permutas financieras de tipo de interés”. A partir de dicha fecha, Repsol YPF ha aplicado este swap de tipo de interés como instrumento de cobertura de los flujos de caja generados por las emisiones de participaciones preferentes en euros, transformando para ello tanto el importe nominal como los tipos de interés y los correspondientes flujos de dólares a euros.

Como resultado de estas operaciones el Grupo ha registrado un gasto financiero neto en el ejercicio 2002 de 87 millones de euros, que recoge la puesta a valor de mercado del swap a la fecha de inicio de la cobertura, minorado por el importe de la prima que se encontraba pendiente de amortizar.

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés sobre un nominal 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, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de Euribor a 3 meses.

Asimismo en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF ha llevado 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.

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 2002.

31 diciembre 2002	Fecha de vencimiento						Total
	2003	2004	2005	2006	2007	Años 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 41 MM)	-	-	-	39,35	-	-	39,35
Opción Floor (1)							
Repsol YPF recibiría tipo Floor variable Libor 6 m							
Repsol YPF pagaría tipo 5,26%							
Opción sobre tipos de interés (Collar) Repsol YPF							
Opción Cap (2)							
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 (2)							
Repsol YPF recibiría tipo Floor 4%							
Repsol YPF pagaría tipo variable Euribor 3 meses							

(1) En el caso de que LIBOR a 6 meses se encuentre por debajo del 4%.

(2) 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 a recibir:

<u>Modalidad</u>	<u>Nº de acciones</u>	<u>Prima de cobertura</u>
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 otras las siguientes operaciones de venta y de compra a plazo ligadas a la cotización de Repsol YPF, S.A.:

Operaciones de venta:

<u>Nº de títulos</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Precio de liquidación</u> (euros/acción)
2.000.000	9 de junio de 2000	19,428
2.000.000	9 de junio de 2000	21,646
1.500.000	28 de febrero de 2001	19,5882
1.500.000	11 de junio de 2001	18,0989
286.108	3 de agosto de 2001	19,6212
136.108	2 de noviembre de 2001	19,7950
350.000	11 de diciembre de 2001	21,3506

Operaciones de compra:

<u>Nº de títulos</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Precio de liquidación</u> (euros/acción)
150.000	3 de agosto de 2001	21,0981

A 31 de diciembre de 2001 no existía ninguna operación de cobertura para los compromisos adquiridos por Repsol YPF, S.A. en relación con los productos “Repsol garantizado plus 50” y “Repsol garantizado plus 100”.

La sociedad ha registrado 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. arriba descritas, de acuerdo con su efecto conjunto. Para ello, a la fecha de cierre del ejercicio 2001 y a la de la liquidación de estos contratos en el ejercicio 2002 se han tenido 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 2000, 2001 y 2002 y, de acuerdo al criterio antes indicado, se ha registrado un gasto de 4, 9 y 41 millones de euros, respectivamente bajo el epígrafe “Gastos financieros” de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

E) Opción de Compra Activos de BP en Trinidad y Tobago

Con efecto 1 de enero de 2000 Repsol YPF adquirió una participación del 10% de los activos productivos de BP en Trinidad y Tobago, existiendo una opción de compra de un 20% adicional en un plazo de tres años. Con fecha efectiva 1 de enero de 2003, Repsol YPF ejerció la opción de compra para adquirir el porcentaje adicional de participación del 20% en BPRY, alcanzando así su porcentaje de participación en los activos productivos de BP en Trinidad y Tobago, el 30%. Tras el ejercicio de la opción de compra, Repsol YPF estima que su porcentaje de participación neta en la producción de BPTT será durante el ejercicio 2003 de 105.000 barriles equivalentes de petróleo diarios, lo que representará aproximadamente el 10% de la producción diaria mundial de Repsol YPF.

F) 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%.

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 y en Estados Unidos.

Las principales diferencias entre los principios contables que rigen en España y los vigentes en Estados Unidos (US General 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. Según los US GAAP los activos nunca se pueden revalorizar.

Esta diferencia de valor obliga a desglosar en la memoria consolidada que se presenta en Estados Unidos cual sería el efecto en el patrimonio y cuenta de resultados de no haber actualizado el valor de los activos.

Tratamiento de los impuestos anticipados y diferidos

Según normas estadounidenses los impuestos anticipados y diferidos se registran siempre, con independencia de la posibilidad y del periodo de recuperación. Según normas españolas los impuestos anticipados sólo se contabilizan cuando se considera que su recuperación es probable, y en un periodo máximo de 10 años. Este efecto genera una diferencia en el patrimonio y en el resultado del Grupo.

Además, bajo US GAAP, la parte del fondo de comercio generado por la adquisición de Astra y de YPF asignable a campos de reservas de crudo y gas, genera un impuesto diferido que incrementa, en el mismo importe el valor registrado de las reservas.

Clasificación de partidas

Según US GAAP determinados conceptos, fundamentalmente recogidos bajo criterios Spanish GAAP como resultados extraordinarios, son considerados dentro del epígrafe “Resultado Operativo”. Estas diferencias afectan a algunos epígrafes de la cuenta de resultados, si bien el resultado final no varía.

Consolidación de estados financieros por el método de integración proporcional

Según las normas españolas la consolidación de los estados financieros de las sociedades multigrupo se debe realizar por el método de integración proporcional. Según US GAAP la consolidación de estas compañías se debe realizar por puesta en equivalencia.

Un cambio en el método de consolidación no produce ningún efecto en el patrimonio ni en el resultado del Grupo, si bien en el resto de las líneas que componen los estados financieros sí tiene incidencia.

Gastos relacionados con la adquisición de YPF

Durante 2000 Repsol YPF ha finalizado la determinación de la asignación del precio de compra de YPF, y como consecuencia, bajo legislación contable española se ha incrementado el fondo de comercio registrado inicialmente.

Bajo US GAAP, el periodo máximo para registrar como fondo de comercio estas contingencias no puede exceder un año de la fecha de adquisición. Los ajustes registrados por Repsol YPF durante el segundo semestre de 2000, por tanto, no deben ser registrados bajo US GAAP como Fondo de Comercio.

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 al servicio de productos o prestación de servicios que se extiende durante más de un período, debe distribuirse como ingreso durante los años que dure el contrato. Así, se produce una diferencia en cuanto al periodo en que se registran estos ingresos.

Incentivo a medio plazo

Desde el año 1998, el Comité de Selección y Retribuciones del Consejo de Administración de Repsol YPF ha venido implantando programas de fidelización dirigidos inicialmente a directivos y ampliables a otras personas con alta responsabilidad en el Grupo. Estos programas consisten en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo, comparte del sistema retributivo, ligado a la revalorización de la acción de Repsol YPF, S.A., en un determinado periodo de tiempo. (Véase Capítulo VI.2.3 de este Folleto).

Para hacer frente a los posibles desembolsos que se originarán, el Grupo Repsol YPF ha contratado unas opciones de compra sobre acciones de Repsol YPF que, en su caso, se liquidarán por diferencias, que cubrirían totalmente dichos desembolsos. El coste de estas opciones se periodifica linealmente hasta su vencimiento.

Según los principios contables americanos estos planes se consideran planes de retribución variable que implican registrar separadamente el gasto de personal (por diferencia entre la cotización de cierre de las acciones y el coste comprometido por la opción) y el resultado financiero que genera la operación (por registrar las opciones a valor de mercado).

Opciones sobre tipos de interés

En diciembre de 1997, Repsol YPF llevó a cabo una estrategia de venta de opciones sobre un swap de tipo de interés que reflejaba la opción implícita subyacente en la emisión de participaciones preferentes de octubre de 1997. Esta opción implícita permitía a Repsol YPF amortizar anticipadamente la emisión, en su totalidad o en parte, en octubre de 2002 o después de esta fecha. (Ver Nota 23 de la memoria consolidada en Anexo I de este Folleto).

De acuerdo con normas contables españolas, la prima recibida por la venta de esta opción se registró como un ingreso a distribuir en varios ejercicios y se iba amortizando a lo largo de la duración del contrato.

Bajo US GAAP, estas opciones debieron valorarse a mercado registrando el efecto de dicha valoración directamente en la cuenta de resultados.

En octubre y noviembre de 2002, los adquirentes de la opción vendida ejercitaron su derecho a realizar la operación swap de tipo de interés.

Como consecuencia del ejercicio de la opción, Repsol YPF ha aplicado este swap de tipo de interés como un instrumento de cobertura de los flujos de caja generados por las participaciones preferentes y ha registrado un pasivo para reconocer el valor de mercado del swap al inicio de la cobertura, neto del importe de la prima pendiente de amortizar a dicha fecha.

Siguiendo criterios US GAAP., el swap de tipo de interés debe reconocerse por su valor de mercado a la fecha del balance de situación y no puede designarse como instrumento de cobertura dado que las participaciones preferentes tienen naturaleza de fondos propios y en el balance de situación se reconocen en el epígrafe de “socios externos”.

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.

Acciones de Repsol YPF adquiridas por los empleados

En la Oferta Pública de Suscripción de acciones efectuada el 7 de julio de 1999 los empleados de Repsol YPF que adquirieron acciones obtuvieron un descuento especial sobre

el precio general que sería desembolsado por Repsol YPF siempre y cuando dichas acciones se mantuviesen hasta el 31 de diciembre de 1999.

Dicho descuento, según principios españoles se consideró como un menor importe de la ampliación de capital mientras que de acuerdo con los US GAAP debería haberse contabilizado como un mayor gasto de personal del ejercicio 1999.

Amortización de fondos de comercio

Bajo la normativa contable española, hasta el 31 de diciembre de 1997, el fondo de comercio que surge de una fusión se amortiza durante su vida útil con un período máximo de 10 años. Según US GAAP y hasta el 1 de enero de 2002, Repsol YPF amortizaba dichos fondos de comercio igualmente durante la misma vida útil estimada.

En 1998, el periodo máximo permitido para las amortizaciones de fondos de comercio bajo normativa española se amplió de 10 a 20 años. En consecuencia, Repsol YPF incrementó la vida útil estimada de determinados fondos de comercio existentes hasta la fecha. Bajo US GAAP no se realizó esta modificación, de forma que surgió una diferencia entre la vida útil estimada y la amortización anual según criterios españoles y según US GAAP para los fondos de comercio existentes con anterioridad a 31 de diciembre de 1997. Esta diferencia dio lugar a un mayor cargo a la cuenta de resultados bajo US GAAP.

Con fecha efectiva 1 de enero de 2002, Repsol YPF ha comenzado a aplicar los criterios US GAAP recogidos en el SFAS 142 “Fondo de comercio y otros activos intangibles”. De acuerdo a estos criterios, a partir del 1 de enero de 2002, el fondo de comercio no se amortiza a lo largo de su vida útil estimada. Siguiendo esta normativa, el gasto por la amortización de los fondos de comercio registrado en el ejercicio 2002 de acuerdo a los criterios contables españoles, se ha revertido en su totalidad.

Pérdida de valor del fondo de comercio

De acuerdo al SFAS 142 “Fondo de comercio y otros activos intangibles” tal y como se ha expuesto en el párrafo anterior, el fondo de comercio ha dejado de amortizarse a lo largo de su vida útil estimada partir de 1 de enero de 2002. Sin embargo, el fondo de comercio ha de someterse al menos con periodicidad anual a una prueba para determinar si ha experimentado una pérdida de valor. La prueba también deberá realizarse siempre que exista una evidencia de que se ha producido la pérdida de valor.

La prueba 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 considerando un rango para medir el valor de mercado que ha tenido en cuenta por un lado el enfoque de flujos de caja reales y esperados de las unidades de reporting y por otro lado el enfoque del mercado basado en el análisis de transacciones de empresas comparables.

En el ejercicio 2002, Repsol YPF ha llevado a cabo el test de pérdida de valor del fondo de comercio a 1 de enero de 2002 requerido por la aplicación por primera vez del SFAS 142. Como consecuencia de este análisis Repsol YPF ha determinado una pérdida de valor de su fondo de comercio por importe de 1.215 millones de euros. Asimismo, Repsol YPF ha llevado a cabo el test de pérdida de valor de su fondo de comercio a 31 de diciembre de 2002, sin haberse puesto de manifiesto ninguna pérdida de valor adicional por este concepto.

Diferencias de conversión procedentes de venta de activos o participación en sociedades.

Durante los ejercicios 2001 y 2002, Repsol YPF ha vendido participaciones en algunas de sus filiales extranjeras. Bajo criterios contables españoles, las diferencias de conversión acumuladas procedentes de estas filiales extranjeras vendidas se reclasifican a reservas. Bajo US GAAP, la venta de este tipo de participaciones supone la realización de las diferencias de conversión que ha ido generando la filial extranjera por lo que dichas diferencias de conversión deben recogerse en la cuenta de pérdidas y ganancias como parte del resultado de la venta.

Intercambio de activos de Andina

Bajo criterios españoles, la transacción ha sido registrada por el valor contable de los activos intercambiados y, por tanto, no se ha generado beneficio ni pérdida por la operación. Bajo US GAAP, estas transacciones se deben registrar por el fair value de los activos recibidos y contabilizar el resultado correspondiente.

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. (Ver Nota 1.d.1. de la memoria consolidada en Anexo I de este Folleto).

De acuerdo a principios contables españoles, el efecto en aquellas entidades cuya moneda funcional era el dólar, con activos y pasivos denominados en dólares y que fueron convertidos a pesos por las medidas de emergencia, se registró en los estados financieros a 31 de diciembre de 2001.

Bajo US GAAP, este efecto se registró en el ejercicio 2002.

Instrumentos derivados y operaciones de cobertura

Bajo US GAAP, Repsol YPF ha adoptado desde el 1 de enero de 2001 el SFAS 133 sobre contabilización de instrumentos derivados y actividades de cobertura. Esta norma establece que todos los derivados, tanto los designados como cobertura como los especulativos, se registren en balance por su valor de mercado. La contabilización de los cambios en el valor de mercado ("fair value") del derivado dependen del objetivo con que haya sido contratado (cobertura del valor de mercado, cobertura de la inversión neta o cobertura de los flujos de caja).

- *Cobertura del valor de mercado*

Como parte de su política de cobertura de riesgos, Repsol YPF utiliza derivados para convertir sus emisiones de deuda a tipo fijo en deuda a tipo variable, así como contratos de intercambio de tipos de interés (swaps) y contratos de compra/venta a plazo de productos (forwards) para cubrir las variaciones en los precios de los productos. Estos instrumentos derivados se designan habitualmente como instrumentos de cobertura del valor de mercado (“fair value hedge”) y se utilizan para gestionar el riesgo de tipo de cambio y el riesgo de precio asociados a compromisos firmes.

Bajo normativa española, estos instrumentos de cobertura no se registran por su valor de mercado, mientras que los elementos cubiertos se contabilizan teniendo en cuenta las características de los instrumentos de cobertura correspondientes. Bajo US GAAP, todos los derivados se registran en balance por su valor de mercado. También los elementos cubiertos se han de registrar por su valor de mercado y la parte no efectiva de la cobertura ha de reconocerse en resultados.

- *Cobertura de la inversión neta*

La política de Repsol YPF es tratar de financiar sus inversiones extranjeras en la misma moneda en que están denominadas para cubrirlas del efecto de las fluctuaciones de los tipos de cambio en el mercado. Esta política se aplica bien financiando dichas inversiones en su moneda funcional directamente, o bien a través de instrumentos derivados como contratos de intercambio de divisas (swaps).

Las variaciones en el valor de los instrumentos de cobertura (ya sean derivados financieros o no) como consecuencia de las variaciones en los tipos de cambio se registran en el patrimonio neto bajo el epígrafe “diferencias de conversión”, al igual que las variaciones que surgen en el valor de las inversiones objeto de cobertura por el mismo motivo (Ver Capítulo V.2.3. “Desglose de las partidas más significativas del Balance de Situación – Cobertura de la inversión neta en moneda extranjera”).

- *Cobertura de flujos de caja*

Una parte de las ventas estimadas para el futuro del Grupo, tanto de gas natural como de crudo están denominadas en moneda extranjera o expuestas a las fluctuaciones de los precios internacionales. Repsol YPF utiliza contratos a corto plazo sobre tipos de cambio, así como swaps de productos para cubrir estos flujos de caja.

Según los criterios contables españoles, los derivados designados como cobertura de los flujos de caja no se registran por su valor de mercado, sino por el menor del coste o el valor de mercado y el elemento cubierto se contabiliza teniendo en cuenta las características del instrumento designado como cobertura. Sin embargo, bajo US GAAP el valor de mercado de los derivados utilizados para este tipo de coberturas se registran en el patrimonio neto. Las posteriores variaciones en el valor de mercado tendrán efecto en resultados a medida que los flujos futuros de caja se van haciendo efectivos. El plazo máximo al que Repsol YPF está cubriendo sus flujos de caja es de cuarenta meses.

- *Otros derivados*

Repsol YPF tiene otros contratos de derivados tanto de tipos de interés, como de tipos de cambio y sobre el precio de productos, no asignados como cobertura bajo el SFAS 133. Estos contratos son registrados por criterios españoles por el menor valor entre el coste o el valor de mercado. Bajo criterios americanos, estos derivados deben registrarse por su valor de mercado e ir ajustando a cierre de cada período este valor de mercado contra resultados del ejercicio.

A continuación se detalla el efecto en el patrimonio y en la cuenta de resultados de 2000, 2001 y 2002 como consecuencia de las diferencias anteriormente descritas entre los principios contables españoles y los americanos:

	<i>Millones de euros</i>				
	<i>Resultado D.D.I.</i>			<i>Fondos Propios</i>	
	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>
<i>Importe según normas españolas</i>	<i>2.429</i>	<i>1.025</i>	<i>1.952</i>	<i>14.538</i>	<i>13.586</i>
Aumentos (disminuciones) debidos a:					
1. Ajustes en el activo fijo					
- Eliminación de las revalorizaciones legales	58	51	24	(340)	(174)
- Ajuste valoración activos de exploración y producción	9	9	2	(5)	(3)
2. Fondo de comercio					
- Amortización de fondo de comercio	(33)	(23)	-	(101)	(83)
- Capitalización de costes de adquisición de YPF	(2)	(2)	-	29	29
- Contingencias previas a la adquisición de YPF	(350)	16	-	(295)	(295)
- Ofertas de intercambio de títulos entre YPF y Astra	(5)	(12)	-	228	228
- Reversión amortización del fondo de comercio	-	-	181	-	164
3. Reconocimiento de ingresos s/ SAB101	(13)	(29)	(4)	(89)	(50)
4. Incentivo a medio plazo	(7)	-	-	-	-
5. Opciones sobre tipos de interés	(72)	2	-	(32)	-
6. Gastos de puesta en marcha	(82)	55	3	(54)	(43)
7. Gastos de ampliación de capital	37	38	38	(97)	(61)
8. Adquisición de Enagás	1	1	-	(21)	-
9. Ingresos procedentes de la red de distribución de gas	(4)	1	-	(14)	-
10. Diferencias de conversión por venta de activos	18	26	7	-	-
11. Intercambio de activos de Andina	-	107	(1)	107	91
12. Operaciones con derivados financieros (SFAS 133)	-	(24)	76	(147)	(266)
13. Reversión efecto de la conversión obligatoria a pesos	-	(137)	129	(157)	-
14. Planes de pensiones YPF	-	-	53	-	-
15. Diferencias de cambio positivas	-	-	76	-	76
16. Moneda funcional de YPF	-	-	(185)	-	646
17. Ajustes US GAAP por soc.cons. por puesta en equiv.	-	-	247	-	24
18. Otros	(9)	(1)	-	-	-
19. Efecto fiscal de los ajustes anteriores e impuestos anticipados y diferidos (SFAS 109)	(17)	(121)	(97)	184	171
<i>Importe con criterios US GAAP antes de efecto acumulado de cambios de criterio contable</i>	<i>1.958</i>	<i>982</i>	<i>2.501</i>	<i>13.734</i>	<i>14.040</i>
Efecto acumulado:					
- Reconocimiento de ingresos SAP 101 antes enero 2000	(47)	-	-	-	-
- Operaciones con derivados SFAS 133 antes enero 2001	-	(2)	-	(17)	-
- Valoración del fondo de comercio antes de enero 2002	-	-	(1.215)	-	(1.093)
<i>Importe con criterios US GAAP</i>	<i>1.911</i>	<i>980</i>	<i>1.286</i>	<i>13.717</i>	<i>12.947</i>

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 en la entidad de las personas que se mencionan

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.

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 4 de abril de 2003 acordó fijar en 14 el número máximo de Consejeros de la Sociedad.

El Consejo de Administración de Repsol YPF a la fecha de registro de este Folleto está integrado por las siguientes personas:

	MIEMBROS	Fecha de primer nombramiento	Carácter
Presidente	D. Alfonso Cortina de Alcocer ⁽¹⁾	7-6-1996	Ejecutivo
Vicepresidente	D. Manuel González Cid ^{(1) (2)}	4-4-2003	Externo Dominical
Vicepresidente	D. José Vilarasau Salat ^{(1) (5)}	23-7-1996	Externo Dominical
Vicepresidente	D. Antonio Hernández-Gil Álvarez Cienfuegos ^{(1) (3)}	6-6-1997	Externo Independiente
Consejero Delegado	D. Ramón Blanco Balín ⁽¹⁾	4-4-2003	Ejecutivo
Vocales	D. Gonzalo Anes Álvarez Castrillón ⁽³⁾	6-6-1997	Externo Independiente
	PMI Holdings BV ^{(1) (4)}	27-3-1990	Externo Dominical
	D. Juan Molins Amat ^{(1) (3)}	25-6-1994	Externo Independiente
	D. Antonio Brufau Niubó ⁽⁵⁾	23-7-1996	Externo Dominical
	D. Ignacio Bayón Mariné ⁽³⁾	6-6-1997	Externo Independiente
	D. Gregorio Villalabeitia Galarraga ⁽²⁾	21-04-2002	Externo Dominical
	D. Marcelino Oreja Aguirre ⁽³⁾	28-6-2000	Externo Independiente
	D. Enrique de Aldama y Miñón ^{(1) (3)}	23-7-1996	Externo Independiente
Secretario no Consejero	D. Francisco Carballo Cotanda		

- (1) Miembro de la Comisión Delegada.
- (2) Consejero propuesto por el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.
- (3) Consejeros no vinculados a accionistas significativos.
- (4) D. Raúl Muñoz Leos representa a PMI Holdings, B.V., en el Consejo de Administración de Repsol YPF.
- (5) Consejero propuesto por La Caixa.

La Junta General de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2003 aprobó el nombramiento de D. Adrián Lajous como consejero de la Sociedad, hallándose pendiente la aceptación del cargo por el Sr. Lajous.

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 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 de 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 incorporando y adaptando 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”.

Dicho Reglamento establece 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 consanguinidad 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 el 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.

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.

Los miembros de la Comisión Delegada en la actualidad son D. Alfonso Cortina de Alcocer, D. Manuel González Cid, D. José Vilarasau Salat, D. Antonio Hernández-Gil Álvarez Cienfuegos, D. Ramón Blanco Balín, D. Raúl Muñoz Leos, como representante persona física de PMI Holdings, BV, D. Juan Molins Amat y D. Enrique de Aldama y Miñón.

Comisión de Auditoría y Control

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.

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 Marín, que la preside, D. Antonio Brufau Niubó y D. Marcelino Oreja Aguirre.

No pueden ser miembros de esta Comisión los Consejeros ejecutivos.

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.

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.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, de reciente creación, 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.

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 PMI Holdings, B.V.

VI.1.2

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 Upstream
D. Juan Sancho Rof	Vicepresidente Ejecutivo Downstream
D. Carmelo de las Morenas López	Chief Financial Officer
D. José Manuel Revuelta Lapique	Director Corporativo de Asuntos Institucionales Adjunto al Presidente

(*) Miembro del Consejo de Administración

El Comité de Gobierno del Núcleo de Gestión Corporativa de Repsol YPF, que el 1 de abril de 2002 sustituyó al antiguo Comité de Dirección, 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 Upstream
D. Juan Sancho Rof	Vicepresidente Ejecutivo Downstream
D. Carmelo de las Morenas López	Chief Financial Officer
D. Rafael Piqueras Bautista	Director Corporativo Asuntos Jurídicos
D. Jesús Fernández de la Vega Sanz	Director Corporativo de Recursos Humanos
D. Luis Mañas Antón	Director Corporativo Planificación y Control
D. Fernando Cid García	Director Corporativo Actividades Inmobiliarias y Servicios Generales
D. José Manuel Revuelta Lapique	Director Corporativo de Asuntos Institucionales Adjunto al Presidente
D. Antonio Gomis Sáez	Director Corporativo de Relaciones Externas

(*) 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 las siguientes:

- a) 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.
- b) 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. Carmelo de las Morenas López
Consejero Delegado	D. Ramón Blanco Balín
Vicepresidente Ejecutivo Upstream	D. Miguel Angel Remón Gil
Vicepresidente Ejecutivo Downstream	D. Juan Sancho Rof
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

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 520.597 acciones, que representan el 0,0426% del capital social de la compañía.

	<u>Acciones poseídas</u>				<u>Accionista que propuso su designación</u>	<u>Acciones del accionista (3)</u>	<u>%</u>
	Directas	Indirectas	Total	%			
MIEMBROS							
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		10		BBVA	96.156.437	7,88 (4)
D. Gregorio Villalabeitia Galarraga	10	0	10				
D. Gonzalo Anes Alvarez Castrillón	2.000	0	2.000	0,0002			
PMI Holdings B.V. (1)	14.700	0	14.700	0,0012	PEMEX	58.679.800	4,81
D. Juan Molins Amat	8.044	0	8.044	0,0007			
D. Marcelino Oreja Aguirre	5.436	0	5.436	0,0004			
D. Antonio Brufau Niubó	3.950	0	3.950	0,0003	LA CAIXA	124.106.507	10,17(2)
D. José Vilarasau Salat	3	0	3	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. Enrique de Aldama y Miñón	22.431	10.108 (6)	32.539	0,0027			

(1) PMI Holdings, BV es filial 100% de Petróleos Mexicanos.

(2) La Caixa ostenta una participación del 41,4% en Repinves, sociedad ésta que ostenta un 5,63% de Repsol YPF, S.A.

(3) Datos obtenidos con ocasión de la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2003.

(4) BBVA ostenta un 0,29% adicional indirectamente a través de su filial 100% Corporación Industrial y de Servicios.

(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.

El porcentaje de capital representado por el Consejo de Administración en la Junta General de 4 de abril de 2003, incluyendo las participaciones propias y las delegaciones de voto fue de 53,44%.

De conformidad con la última información de la que dispone la Sociedad el número total de acciones poseído por los miembros del Comité de Gobierno del Núcleo de Gestión Corporativa asciende a 491.463 acciones, lo que representa un 0,0403% de su capital social.

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 se encuentra regulada por el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, aprobado por la Comisión Delegada del Consejo de Administración en la reunión celebrada el 9 de diciembre de 1993. Dicho Reglamento, depositado en la Comisión Nacional del Mercado de

Valores, está siendo objeto de revisión en virtud de lo dispuesto por la disposición adicional cuarta de la Ley 44/2002, de 22 de noviembre.

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 De conformidad con el artículo 30 de los Estatutos sociales, la sociedad destinará 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 detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y 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 2003 así como en los ejercicios 2001 y 2002 es el siguiente:

	Millones de Euros		
	2001	2002	1 ^{er} Tr. 2003
Retribución estatutaria	2,83	2,70	0,68
Remuneración por pertenencia a otros Consejos del Grupo	0,73	0,50	0,14
Sueldos (*)	4,84	2,27	0,96
TOTAL	8,40	5,47	1,78

(*) Incluye en 2001 el ejercicio del Plan de derechos sobre apreciación de las acciones de Repsol YPF de 1998.

La siguiente tabla proporciona información detallada sobre la retribución percibida durante el año 2002 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo y a los distintos comités:

	Consejo de Administración	Comisión Delegada	Comisión de auditoría y control	Comisión de nombramientos y retribuciones	Comisión de estrategia, inversiones y competencia	Total
	(euros)					
Alfonso Cortina de Alcocer	127.519,74	127.519,74		26.566,61 (*)		281.606,09
Emilio Ybarra Churruca (1)	42.506,58	42.506,58		10.626,65		95.639,81
Juan Molins Amat	127.519,74	127.519,74		26.566,61 (*)	5.313,32 (**)	286.919,42
Antonio Hernández-Gil Álvarez-Cienfuegos	127.519,74	127.519,74		31.879,94		286.919,42
PMI Holdings	127.519,74	127.519,74	26.566,61 (*)		5.313,32 (**)	286.919,42
Enrique de Aldama y Miñón	127.519,74	127.519,74			5.313,32 (**)	260.352,80
José Vilarasau Salat	127.519,74	127.519,74				255.039,48
José Ignacio Goirigolzarri Tellaeché (2)	95.639,81	95.639,81				191.279,61
Antonio Brufau Niubó	127.519,74		31.879,94			159.399,68
Gonzalo Anes Álvarez Castrillón	127.519,74		26.566,61 (*)	5.313,32 (**)		159.399,68
Marcelino Oreja Aguirre	127.519,74		5.313,32 (**)			132.833,06
Ignacio Bayón Maríné	127.519,74		5.313,32 (**)			132.833,06
Gregorio Villalabeitia Galarraga (3)	116.893,10			5.313,32 (**)		122.206,42
José María Abril (4)	10.626,65					10.626,65
Robert Malpas	42.506,58					42.506,58
Totales	1.583.370,12	903.264,83	95.639,80	106.266,45	15.939,96	2.704.481,18

(1) Hasta el 21 de abril de 2002

(2) Desde el 21 de abril de 2002

(3) Desde el 28 de febrero de 2002

(4) Hasta el 30 de enero de 2002

Durante el primer trimestre de 2003, 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	COMIS AUDITORIA Y CONTROL	COMISION NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	COM. ESTRATEGIA INVERSIONES Y COMPETENCIA	TOTAL EUROS
D. Alfonso Cortina	31.879,94	31.879,94				63.759,87
D. Juan Molins	31.879,94	31.879,94			7.969,98	71.729,86
D. Antonio Hernández Gil	31.879,94	31.879,94		7.969,98		71.729,86
P.M.I. Holdings	31.879,94	31.879,94			7.969,98	71.729,86
D. Enrique de Aldama	31.879,94	31.879,94			7.969,98	71.729,86
D. José Vilarasau	31.879,94	31.879,94				63.759,87
D. José I. Goirigolzarri	31.879,94	31.879,94				63.759,87
D. Antonio Brufau	31.879,94		7.969,98			39.849,92
D. Gonzalo Anés	31.879,94			7.969,98		39.849,92
D. Marcelino Oreja	31.879,94		7.969,98			39.849,92
D. Ignacio Bayón	31.879,94		7.969,98			39.849,92
D. Gregorio Villalabeitia	31.879,94			7.969,98		39.849,92
TOTAL	382.559,23	223.159,55	23.909,95	23.909,95	23.909,95	677.448,64

Durante los ejercicios 2001 y 2002 así como en el primer trimestre de 2003 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), (4)
	2001	2002	1 ^{er} Tr. 2003
Sueldos	2.697	2.229	485
Dietas (2)	1.032	657	184
Remuneración variable (3)	2.266	800	857
Remuneración en especie	275	329	98
TOTAL	6.270	4.015	1.624

- (1) No incluye sueldos, dietas y remuneraciones percibidas por los miembros de Consejo de Administración que pertenecen a dichos Comités.
- (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 2001 el ejercicio del Plan de derechos sobre apreciación de las acciones de Repsol YPF de 1998.
- (4) 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.

A 31 de diciembre de 2002, 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 263.000 “acciones teóricas” de Repsol YPF. (Ver apartado IV.4.4 – Incentivos a medio y largo plazo – Incentivo 2000).

La aplicación de planes retributivos para miembros del Consejo de Administración que consistan en la entrega de acciones, o de derechos de opción sobre las mismas o que esté referenciada al valor de las acciones de Repsol YPF, requiere la aprobación por parte de la Junta General de Accionistas. Asimismo, siendo Repsol YPF una sociedad cotizada también requerirá dicha aprobación la aplicación de planes retributivos de estas características dirigida a directores generales y asimilados, que desarrollen funciones de alta dirección bajo dependencia directa del Consejo de Administración, de la Comisión Delegada o del Consejero Delegado.

Los miembros del Comité de Gobierno (anteriormente Comité de Dirección) de Repsol YPF, excluidos aquellos que son miembros del Cté. Ejecutivo y cuya remuneración figura en la tabla anterior, han recibido durante los ejercicios 2001 y 2002 y primer trimestre de 2003, los siguientes importes en concepto de sueldos, dietas y remuneraciones:

	Miles de Euros		(1), (4)
	2001	2002	1 ^{er} Tr. 2003
Sueldos	2.505	2.556	398
Dietas (2)	-	-	-
Remuneración variable (3)	1.614	700	609
Remuneración en especie	214	225	76
T O T A L	4.333	3.481	1.083

- (1) No incluye sueldos, dietas y remuneraciones percibidas por los miembros de Consejo de Administración que pertenecen a dichos Comités.
- (2) Corresponde a la remuneración de los miembros del Cté. de Gobierno (anteriormente Cté. de Dirección), excluidos los que pertenecen al Cté. Ejecutivo por su pertenencia a los Consejos de Administración de sociedades del Grupo Repsol YPF.
- (3) Incluye en 2001 el ejercicio del Plan de derechos sobre apreciación de las acciones de Repsol YPF de 1998.
- (4) Incluye los importes percibidos por los Directores Corporativos de e-Business y Asuntos Institucionales y Corporativos hasta su baja como miembros del Comité en abril de 2002.

VI.2.4

Las obligaciones contraídas por Repsol YPF en materia de pensiones con los miembros del Consejo de Administración consisten en una aportación anual a los Fondos de Pensiones de 8.821 euros, las del Comité Ejecutivo en 51.428 euros, y las del Comité de Gobierno 77.420 euros, todas ellas en términos globales. El Fondo de Pensiones de los directivos de Comité Ejecutivo de Repsol YPF consiste en un Fondo de Pensiones de aportación definida.

El importe de las primas netas abonadas por Repsol YPF, correspondiente al seguro de los Directivos miembros del Comité Ejecutivo, que cubre las contingencias de muerte o invalidez en activo, ascendió en 2002 a 225.782 euros. Por lo que respecta a los directivos miembros del Comité de Gobierno el importe de las primas netas abonadas por los mismos conceptos antes indicados, ascendió a 306.629 euros. No se ha abonado ningún importe por este concepto correspondiente a los miembros del Consejo de Administración.

VI.2.5

A 31 de diciembre de 2001 el saldo global de los créditos concedidos a los Directivos miembros del Comité Ejecutivo así como a los directivos miembros del Comité de Gobierno ascendía a 1.283 miles de euros, con un interés del 4,25%. Los plazos de vencimiento de dichos préstamos van desde el ejercicio 2003 al 2017. Ningún miembro del Consejo de Administración tiene concedidos préstamos por Repsol YPF ni por otras sociedades del Grupo.

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. Miembro del Consejo de Administración de IFP (Institut Français du Pétrole), miembro de la Comisión Trilateral desde 1999, miembro del International Advisory Board de Allianz AG, miembro del Consejo Consultivo Internacional de Lafarge desde 1999, miembro de la European Round Table of Industrialists (ERT) desde 1997 y miembro del Comité Ejecutivo de la Fundación para la Innovación Tecnológica (COTEC) desde 1994.

D. Manuel González Cid. Chief Financial Officer de 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-Secretario del Banco Zaragozano. 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, Vocal de la Junta Directiva del Círculo de Economía, Presidente de Fira 2000, Patrono-Vocal de la Fundació Bosch i Gimpera y Vocal del Parc Científic de Barcelona.

D. Gregorio Villalabeitia Galarraga: Director General de 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, Consejero de CorporaciónTECNOCOM, y Presidente de Build2edifica, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó: Director General del Grupo La Caixa, Presidente de Gas Natural SDG S.A., Consejero de Acesa, Consejero de La Caixa Holding, Consejero de Inmobiliaria Colonial, Consejero de Aguas de Barcelona y Consejero de Enagas.

D. José Vilarasau Salat: Presidente de Honor de La Caixa, Presidente de la Fundación de la Caixa, Presidente de la Sociedad de Aparcamientos de Barcelona S.A, Presidente de la Fundación del Liceo y Presidente del Consejo de la Fundación Universidad Abierta de Cataluña.

D. Raúl Muñoz Leos: Director General de Petróleos Mexicanos.

D. Marcelino Oreja Aguirre: Presidente del Grupo FCC , Consejero de Acerinox S.A. y Presidente del Instituto de Estudios Europeos de la Universidad San Pablo C.E.U.

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, el citado Real Decreto 3/1996, de 15 de enero, dictado en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 4.5 del Real Decreto 1525/1995, de 15 de septiembre, de desarrollo reglamentario de la Ley 5/1995, de 23 de marzo, preveía la introducción de ciertas restricciones a libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF si la participación de la Administración Pública en Repsol YPF, a través de SEPI, quedase por debajo del 15% de la cifra del capital social, lo que efectivamente aconteció como consecuencia de la Oferta Pública de Acciones de Repsol YPF llevada a cabo por SEPI durante los meses de enero y febrero de 1996.

Dichas restricciones son las siguientes:

- La adquisición por cualquier título, directa o indirectamente, incluso a través de 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 tenga por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital social de Repsol YPF, estará sujeta al régimen de autorización administrativa previa previsto en la normativa citada.
- El incumplimiento del trámite de obtención de la pertinente autorización administrativa lleva aparejado como sanción la imposibilidad legal de ejercitar, por parte del adquirente o adquirentes, los derechos políticos correspondientes a las acciones adquiridas en exceso sobre el 10% de la cifra del capital social. En todo caso se consideran como derechos políticos a los que alcanza la sanción el de asistir y votar en las Juntas Generales, el derecho de información, el derecho de suscripción preferente, el derecho de formar parte de los órganos de administración de la sociedad, el derecho a impugnar los acuerdos sociales, salvo que éstos sean contrarios a la Ley y, en general, todos los que no tengan un contenido exclusivamente económico.
- Caso de producirse una ulterior transmisión de la totalidad o parte del exceso no autorizado de las acciones a un tercero, la citada prohibición de ejercicio le será aplicable respecto de aquellas acciones en tanto en cuanto no obtenga la correspondiente autorización administrativa previa.

- El mencionado régimen de autorización administrativa previa tiene una vigencia de diez años a contar desde la fecha de perfección de la venta a que dio lugar la citada Oferta Pública (6 de febrero de 1996), esto es, hasta el día 6 de febrero del 2006.

El Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas ha declarado en sentencia de 13 de mayo de 2003 que la Ley 5/1995 es contraria a la libre circulación de capitales. El criterio del Tribunal manifestado en la referida sentencia, y en otras anteriores, no es contrario a la “golden share” en si misma considerada, pues la misma podría admitirse para defender el interés público siempre que tales medidas sean proporcionadas y no discriminatorias. En el caso español, el Tribunal declara que las normas que ampararían la denegación de la autorización administrativa nos son lo suficientemente detalladas, no pudiendo, por tanto, ser consideradas proporcionadas. Sin perjuicio de lo anterior, el Tribunal reconoce el derecho del Reino de España para adoptar medidas que garanticen el suministro de hidrocarburos.

A la vista de la anterior sentencia, es presumible que la legislación española sea adaptada a las exigencias de la misma.

La Junta General Extraordinaria de la Sociedad celebrada el 5 de junio de 1999 modificó el artículo 27 de los Estatutos Sociales limitando 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.

VI.5 PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL SOCIAL DE LA SOCIEDAD

Los accionistas de referencia de Repsol YPF mantenían a la fecha de la última Junta General de Accionistas, celebrada el 4 de abril de 2003, las siguientes participaciones en la compañía:

- *Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (“BBVA”)*: BBVA mantiene una participación total de 8,17%, de la que directamente posee un 7,88% (96.156.437 acciones) e indirectamente a través de su filial 100% Corporación Industrial y de Servicios un 0,29% adicional (3.549.013 acciones)
- *La Caixa d’Estalvis i Pensions de Barcelona*: La Caixa posee un 10,17% (124.106.507 acciones) directamente. Adicionalmente, La Caixa participa en Repinves en un 41,4%, sociedad que posee un 5,63% del capital social de Repsol YPF. 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%.
- *Repinves*: sociedad participada por La Caixa, Caja de Cataluña y Caja de Guipúzcoa, posee un 5,63% (68.742.099 acciones).
- *Petróleos de México*: tiene un 4,81% (58.679.800 acciones) a través de PMI Holdings B.V., compañía participada al 100% por Petróleos de México, y The Strategic Management Company. Petróleos de México ha pignorado como garantía todas las acciones que posee de Repsol YPF.

Adicionalmente, a la fecha de la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2003, los siguientes accionistas tenían una participación superior al 3% del capital social de Repsol YPF:

- *Brandes Investment*: Brandes Investment mantenía a 30 de abril de 2003 indirectamente un 7,07% de participación (86.362.685 acciones). Según comunicación remitida por dicha institución a la Comisión Nacional del Mercado de Valores el 24 de marzo de 2003, dicha participación refleja la suma de las participaciones individuales de diversos clientes de Brandes Investment Partners, LLC, respecto de las cuales y en función del contrato suscrito con aquellos, Brandes tiene atribuido con carácter general el ejercicio de los derechos políticos inherentes a las acciones, salvo instrucciones por escrito de los clientes en sentido contrario. Brandes, por tanto, no ostenta la titularidad directa o indirecta de los valores, no actúa en calidad de persona interpuesta, ni tiene atribuidos los derechos políticos en virtud de pactos de concierto y sindicación, ni en virtud de usufructo, prenda o copropiedad sobre las acciones.
- *Iberdrola, S.A.*: la sociedad mantiene un 3,27% (39.886.470 acciones) YPF. El 28 de diciembre de 2001 Iberdrola International B.V, con la garantía de Iberdrola S.A., del capital social de Repsol emitió Bonos Cupón Cero canjeables por acciones viejas de Repsol YPF S.A., con fecha de vencimiento 28 de diciembre de 2004. Según las condiciones de dicha emisión, los tenedores de las obligaciones podrán desde el 1 de enero de 2003 solicitar su canje por acciones de Repsol YPF S.A. y afectos de dicho canje, tendrán un valor unitario de € 21,982. Así mismo, desde el 28 de diciembre de 2003, los tenedores podrán solicitar su amortización anticipada mediante el abono del nominal de los títulos y los intereses devengados hasta la fecha de amortización.
- *Chase Nominees Ltd*: mantiene indirectamente un 5,817% de participación (71.023.306 acciones). El 13 de febrero de 2003 Banco de Santander Central Hispano remitió a la Comisión Nacional del Mercado de Valores una comunicación de participación significativa en su condición de declarante respecto de Chase Nominees Ltd. Chase Nominees ha realizado dicha comunicación por su intervención como persona interpuesta (art. 3.1 del R.D. 377/1991, de 15 de marzo) al actuar por cuenta de sus clientes, ninguno de los cuales, a su vez, estaría obligado a comunicar su participación atendiendo únicamente a su participación accionarial.

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 4 de abril de 2003, la Sociedad cuenta con 937.493 accionistas, aproximadamente.

VI.7 PRESTAMISTAS EN MÁS DEL 20% DE LA DEUDA A LARGO PLAZO DEL GRUPO

A 31 de diciembre de 2002 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 GARANTIAS

A 31 de diciembre de 2002, las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado garantías, incluyendo en su caso avales, a compañías que no consolidan ni por el método de integración global ni por el de integración proporcional:

- Repsol YPF ha garantizado las actividades de financiación de la sociedad de nacionalidad argentina, Central Dock Sud, una filial consolidada por puesta en equivalencia, por aproximadamente 28,7 millones de euros.
- YPF ha otorgado garantías a favor de socios comerciales por un importe total de 19,5 millones de euros.
- La parte que corresponde a Repsol YPF de las garantías otorgadas por Gas Natural en beneficio de sus sociedades participadas asciende a 55,4 millones de euros.

VI.11 RETRIBUCIÓN DE LOS AUDITORES DE LA SOCIEDAD

Seguidamente se detallan las retribuciones a Deloitte & Touche España, S.L. (denominación actual de la firma Arthur Andersen y Cia., Soc. Com.) y de las sociedades que integran su Grupo durante el ejercicio 2002:

	<u>Millones de euros</u>	<u>% sobre total</u>
Retribuciones por servicios de auditoría	4,1	93,2%
Retribuciones por trabajos adicionales diferentes de los servicios de auditoría	0,3	6,8%
Total retribuciones	<u>4,4</u>	<u>100%</u>

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.12 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 compró 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, en virtud del cual RYTTSA actuará 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.

VI.13 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 2000, 2001 y 2002, el valor patrimonial del Fondo ascendía a 29, 30 y 28 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2002 estaban sujetos a este concepto retributivo 204 directivos.

CAPÍTULO VII

VII EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR

VII.1 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL Y ENDEUDAMIENTO OBJETIVO

La evolución de la estructura de capital de Repsol YPF durante los últimos tres años ha sido la siguiente:

	<u>Millones de euros</u>		
	<u>31-dic-00</u>	<u>31-dic-01</u>	<u>31-dic-02</u>
Deuda financiera neta	<u>20.399</u>	<u>16.555</u>	<u>7.472</u>
Fondos propios			
Capital social	1.221	1.221	1.221
Reservas	<u>13.922</u>	<u>13.317</u>	<u>12.365</u>
Total fondos propios	<u>15.143</u>	<u>14.538</u>	<u>13.586</u>
Ingresos a distribuir en varios ejercicios ⁽¹⁾	939	877	262
Intereses minoritarios ⁽²⁾	3.522	6.591	4.223
Capitalización	<u>40.003</u>	<u>38.561</u>	<u>25.543</u>

(1) Incluye las subvenciones y otros ingresos a distribuir en varios ejercicios. (Ver Nota 13 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto)

(2) Incluye las emisiones de participaciones preferentes realizadas en 1997 y 2001, cuyos importes a 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 ascienden a 772, 3.814 y 3.691 millones de euros respectivamente (Ver Nota 12 de la memoria consolidada en el Anexo I de este Folleto)

A lo largo del año 2000 el ratio de deuda neta sobre capitalización mantuvo una línea descendente hasta situarse en el 51,0% a 31 de diciembre de 2000, a pesar de que la cifra de deuda financiera neta se elevó desde los 17.136 millones de euros registrados a 31 de diciembre de 1999, hasta los 20.399 millones de euros a 31 de diciembre de 2000.

En el transcurso del año 2001 el ratio de deuda neta sobre capitalización siguió la misma línea descendente hasta situarse en el 42,9% a 31 de diciembre de 2001, con una cifra de deuda financiera neta de 16.555 millones de euros.

Durante el ejercicio 2002 este ratio se ha situado en el 29,2%, alcanzándose el objetivo que se había establecido para el año 2005, ascendiendo la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2002 a 7.472 millones de euros.

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

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 2002 Repsol YPF había realizado desinversiones en relación con este plan por importe de 6.581 millones de euros. Repsol YPF ha completado 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.1.3 Marco legal. España. Gas Natural - “ Propiedad de Enagas”).

La ejecución de este plan de desinversiones así como la generación de cash-flows libres en los próximos ejercicios permitirá reducir progresivamente la deuda financiera hasta situar el ratio de deuda sobre capitalización en niveles cercanos al 35% a finales del año 2003, lo que constituye un objetivo prioritario de la política financiera de la compañía.

El 17 de julio de 2000, Repsol International Finance, 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. Durante el ejercicio 2000, Repsol International Finance, B.V. emitió deuda denominada en euros garantizada por Repsol YPF por los importes siguientes: el 5 de mayo, 1.000 millones de euros correspondiente al principal de la emisión de bonos con un interés del 6% y vencimiento en el ejercicio 2010; el 4 de agosto, 600 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos con un tipo de interés variable y vencimiento en el año 2003; el 30 de agosto, 250 millones de euros correspondientes al principal de la emisión de bonos con un tipo de interés variable y vencimiento en el año 2003 y el 14 de diciembre, 1.500 millones de euros con un tipo de interés variable y vencimiento en el ejercicio 2002.

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; 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 y 900 millones de euros correspondientes al principal con un tipo de interés variable (Euribor + 100 puntos básicos) con vencimiento en el año 2003.

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.

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. En ejecución de la referida autorización de la Junta General, Repsol YPF ha realizado emisiones de pagarés durante el primer semestre de 2003. A 31 de mayo de 2003, el saldo vivo de los pagarés emitidos por Repsol YPF asciende a 67,96 millones de euros.

VII.2 INVERSIONES FUTURAS

Las inversiones previstas para el periodo 2003-2007 ascienden a 17.538 millones de euros.

El desglose de estas inversiones por áreas de actividad es el siguiente:

	Millones <u>de euros</u> <u>2003-2007</u>
Exploración y Producción	9.119
Refino y Marketing	4.590
Química	1.198
Gas y Electricidad.....	2.227
Activos corporativos y otros	<u>404</u>
	<u>17.538</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. Los 9.119 millones de euros anteriormente indicados incluyen las inversiones realizadas por Repsol YPF en enero de 2003 en el ejercicio de la opción de compra del 20% adicional de los activos de Trinidad y Tobago. (Ver Capítulo IV.2.4.1 Actividad de Exploración y Producción – “Trinidad y Tobago”)

Las inversiones que Repsol YPF tiene planificadas para el área de Refino están encaminadas a mejorar en eficiencia y seguridad sus refinerías, así como para incrementar la capacidad de conversión de las mismas con el fin de adaptarlas para el cumplimiento de las nuevas especificaciones de los productos para el año 2005. Además del programa de Repsol YPF para adaptar las refinerías españolas a las especificaciones europeas, Repsol YPF planea utilizar parte de sus inversiones futuras en el área de Refino para completar entre otros proyectos un mild hydrocracker en Puertollano y una unidad de pretratamiento y alimentación FCC en La Coruña.

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 mercados estratégicos del área mediterránea, Latinoamérica y resto de Europa. Este crecimiento se alcanzará mediante incrementos de capacidad y nuevas plantas así como mejorando la eficiencia de las ya existentes. La tasa de retorno del capital empleado esperada para el ejercicio 2005 es del 15% considerando los márgenes medios a lo largo del ciclo petroquímico.

Respecto al área de Gas y Electricidad, 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 de los mercados de gas natural, a los proyectos de generación eléctrica utilizando las reservas de gas natural de Repsol YPF en la zona así como a los proyectos de licuefacción de gas natural en la zona.

VII.3 INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS

Repsol YPF mantiene su compromiso para que los dividendos crezcan al menos un 10% en el año 2002 en relación con los dividendos correspondientes al ejercicio 2001, año en el que se suspendió temporalmente esta política como resultado de la incertidumbre originada por la crisis argentina.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 4 de abril de 2003 aprobó el pago de un dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2002 de 0,31 euros por acción, lo que representa un incremento del 47,6% respecto al dividendo del ejercicio 2001.

El dividendo aprobado representa un ratio de pay-out del 19,38% (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

El dividendo a cuenta del ejercicio 2002 se pagó el pasado 23 de enero de 2003. El complementario está previsto que se pague el 15 de julio de 2003. El importe neto del dividendo por acción asciende a 0,136 y 0,127 euros por acción para el dividendo a cuenta y el dividendo complementario, respectivamente. El porcentaje general de retención aplicado en ambos casos es el 15%.

VII.4 ACONTECIMIENTOS SIGNIFICATIVOS ACAECIDOS DURANTE EL EJERCICIO 2003

El 2 de enero de 2003, Repsol YPF ejerció la opción de compra que tenía para adquirir un 20% de porcentaje adicional de participación en BPRY, alcanzando de esta forma un porcentaje de participación del 30% en los activos productivos de BP en Trinidad y Tobago. (Ver Capítulo IV.2.4.1 Actividad de Exploración y Producción – “Trinidad y Tobago”)

En febrero de 2003, el gobierno español encargó a Repsol YPF la realización de un proyecto para resolver los problemas originados por el hundimiento del petrolero Prestige en aguas frente

a las costas del noroeste español, en lo que ha resultado una de las mayores catástrofes petroleras. Repsol YPF formó un equipo de trabajo compuesto por más de quince expertos que ha contado con la colaboración de todas las unidades de tecnología de la Compañía y del Centro Tecnológico de Móstoles. Por otra parte, Repsol YPF formó un Comité Técnico de evaluación del proyecto integrado por cuarenta expertos en aguas profundas de todo el mundo pertenecientes a compañías con experiencia en operaciones en aguas profundas tales como BP, ENI, Petrobras, Statoil and TotalFinaElf. El Comité emitió una serie de recomendaciones plasmadas en un plan de acción de las operaciones a realizar junto a un cronograma y un presupuesto estimado para las operaciones que tendrían lugar en el verano del año 2003. El 24 de abril de 2003, el Ministerio de Industria y Tecnología, la Sociedad de Salvamento y Seguridad Marítima y Repsol YPF llegaron a un acuerdo de cooperación para tratar sobre los riesgos medioambientales asociados al fuel que aún permanece en el interior de los tanques del buque Prestige.

El 10 de marzo de 2003, Gas Natural SDG anunció una oferta pública de adquisición de acciones sobre Iberdrola, S.A., la mayor compañía eléctrica española por capitalización bursátil. Cuatro de los consejeros de Repsol YPF que pertenecen al Consejo de Administración de Gas Natural y un consejero independiente votaron en contra de esta operación. El 11 de marzo de 2003, el Consejo de Administración de Repsol YPF refrendó su posición contraria a la oferta pública presentada por Gas Natural. Repsol YPF y La Caixa expresaron su voluntad de modificar los pactos que tienen sobre Gas Natural para adaptarlos a las posibles circunstancias futuras. El 30 de abril de 2003, la Comisión Nacional de la Energía denegó la autorización a Gas Natural para llevar a cabo la oferta pública de adquisición de acciones mencionada, hecho que ha motivado la petición de autorización a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) por parte del Consejo de Administración de Gas Natural que le permita retirar la oferta pública propuesta de adquisición de acciones sobre el capital de Iberdrola.

El 17 de marzo de 2003, Repsol YPF, Cepsa y BP formalizaron la venta a Oman Oil Company del 10% de las acciones de CLH. Esta operación cierra el proceso de venta establecido en el Real Decreto-Ley 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. Tras esta venta de acciones realizada a Oman Oil Company, la participación de Repsol YPF, S.A y de Petronor en CLH ha quedado reducida al 19,67% y al 5,33%, respectivamente, cumpliéndose de esta forma los requisitos establecidos en el Real Decreto-Ley citado anteriormente. (Ver Capítulo IV.2.4.2 Actividad de Refino, Logística y Marketing – “Transporte de crudo y distribución de productos”)

En marzo de 2003 el Banco Europeo de Inversiones otorgó a Bahía de Bizkaia Gas S.L. (BBG), sociedad participada por Repsol YPF en un 25 por ciento, un préstamo de 200 millones de Euros, garantizado por una póliza de caución otorgada por MBIA Insurance Corporation. En relación con dichas operaciones Repsol YPF ha garantizado, por un importe máximo de € 66.250.000.-, diversas obligaciones de BBG hasta la finalización del proyecto de construcción de la planta y su admisión en el sistema gasista (*garantía de ejecución*). Así mismo, ha garantizado el cumplimiento de las obligaciones asumidas por BBG bajo los referidos contratos hasta su vencimiento definitivo.

A finales de abril, Repsol YPF ha incrementado su producción de gas en Trinidad y Tobago con la entrada en funcionamiento del tercer tren de licuefacción de gas en la planta de Atlantic LNG. Repsol YPF tiene una participación en este tren del 25%. La capacidad de producción en Trinidad y Tobago asciende ahora a 13.000 millones de metros cúbicos al año aproximadamente.

El 7 de mayo de 2003, Repsol YPF ha aumentado su porcentaje de participación en Gas Natural SDG hasta el 25,02%.

En mayo 2003, Repsol YPF ha firmado un contrato con la compañía estatal Libyan National Oil Company (NOC) para la exploración en seis bloques en Libia. Repsol YPF será el operador con una participación del 60% y OMV tendrá el restante 40%. Con esta concesión ("package 1") Repsol YPF ha consolidado su posición en la cuenca de Murzuq y ha iniciado sus actividades de exploración en la cuenca de Sirte. La concesión incluye el bloque M1 en Murzuq, los bloques offshore O9 y O10 y el bloque S36 en Sirte y, por último, los bloques K1 y K3 en la cuenca de Kufra. El contrato incluye la perforación de 12 sondeos exploratorios y la obtención de 6.500 km. de sísmica durante los próximos 6 años y va a suponer una inversión estimada de aproximadamente 90 millones de dólares. El bloque M1 tiene una superficie de 7.865 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.

En línea con los acuerdos rubricados entre La Caixa y Repsol YPF en relación con Gas Natural SDG, de 11 de enero de 2000, desarrollados posteriormente el 16 de mayo de 2002, ambas partes han acordado con fecha 30 de junio de 2003, la adaptación de los citados pactos, que se desarrollarán bajo las siguientes líneas de actuación conjunta:

1. Proponer a la Junta General de Accionistas de Gas Natural SDG el nombramiento de Consejero para su posterior designación como Consejero Delegado de la Compañía al Director Corporativo de Repsol YPF Enrique Locutura Superes.
2. La Caixa y Repsol YPF consensuarán, previamente a su sometimiento al Consejo de la Sociedad todas las actuaciones que afecten al desarrollo estratégico de la misma, tales como: el Plan estratégico de Gas Natural SDG, su estructura organizativa, el presupuesto anual, las operaciones de concentración y enajenación y la adquisición de activos.
3. Ambos socios muestran su acuerdo para que Caixa Cataluña, tal y como se contempla en los pactos de gestión conjunta, una vez recibida su solicitud de incorporación al Consejo como representante del 8% de las acciones de Gas Natural SDG, entre a formar parte del mismo, que pasará a estar constituido por 17 miembros, seis de ellos independientes.
4. Esta mayor pluralidad en el Consejo de Administración se trasladará, además, a la Comisión Ejecutiva de la Compañía, que mantendrá la paridad entre los dos socios, y ampliará el número de miembros a ocho, tres nombrados por Repsol YPF, tres nombrados por La Caixa y dos consejeros independientes.

Con fecha 1 de julio Repsol YPF ha comprado la participación del 25% que la compañía Tecpetrol tenía en el bloque quiamare La Ceiba en Venezuela. 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, de fecha efectiva 1 de enero de 2003, Repsol YPF en Venezuela incrementa su producción en 3.900 barriles día y sus reservas probadas en 8,2 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Una vez finalizado el conflicto bélico en Irak la única actividad de Repsol YPF en dicho país se ha limitado a la adquisición de crudo en competencia con otras compañías petroleras por un volumen total de 1 millón de barriles. Hasta la fecha Repsol YPF no ha adquirido compromiso alguno en este país si bien tiene intenciones, una vez restablecida la situación interna en Irak, de llevar a cabo negociaciones tendentes al desarrollo de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos.

VII.5 RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2003

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 trimestre de 2003 y su comparación con el mismo trimestre del ejercicio anterior.

RESULTADOS DE REPSOL YPF EN BASE A SUS PRINCIPALES COMPONENTES

	1er Trimestre 2002 ⁽⁴⁾	1er Trimestre 2003	% 2003/2002
	(Millones de euros)		
EBITDA ⁽¹⁾	1.587	1.689	6,43%
Resultado operativo	889	1.129	27,00%
Resultado financiero	(389)	(88)	77,38%
Resultado Sociedades participadas	(31)	46	-----
Amortización fondo de comercio	(64)	(45)	29,69%
Resultados extraordinarios ⁽²⁾	200	26	(87,00)%
Resultados A.D.I. y de minoritarios	605	1.068	76,53%
Impuestos	(133)	(342)	157,14%
Resultados D.D.I. y antes de minoritarios	472	726	53,81%
Socios externos	(170)	(54)	68,24%
Resultado D.D.I.	302	672	122,52%
Cash-flow D.D.I.	1.154	1.257	8,93%
Resultado por acción (Euros/acción) ⁽³⁾	0,25	0,55	122,52%
Cash-flow por acción (Euros/acción) ⁽³⁾	0,95	1,03	8,93%

(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 resultado extraordinario del primer trimestre de 2002 recoge la plusvalía por la venta del 18% de CLH a la compañía canadiense Enbridge (175 millones de euros), la plusvalía por la venta de la participación de Gas Natural México (105 millones de euros) y otras pérdidas menores entre las que se incluye un ajuste de YPF de 28 millones de euros consecuencia de la devaluación en Argentina.

(3) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones.

(4) Para un correcto análisis de los resultados es necesario tener en cuenta el cambio en el criterio de consolidación de Gas Natural desde integración global hasta integración proporcional desde mayo 2002.

BALANCE DE SITUACIÓN DEL GRUPO REPSOL YPF

	<u>Diciembre 2002</u>	<u>Marzo 2003</u>	<u>% 2003/2002</u>
	(Millones de Euros)		
Inmovilizado neto	26.637	26.831	0,73%
Instrumentos financieros a L/P	335	255	(23,88)%
Fondos disponibilidad inmediata	4.465	4.292	(3,87)%
Otros activos circulantes	6.627	7.163	8,09%
TOTAL ACTIVO	38.064	38.541	1,25%
Recursos propios	13.586	13.924	2,49%
Provisiones	1.165	1.170	0,43%
Intereses minoritarios	4.223	4.210	(0,31)%
Deuda sin coste a l/p	1.882	2.000	6,27%
Deuda financiera a l/p	8.273	7.361	(11,02)%
Deuda financiera a c/p	3.999	4.872	21,83%
Otro pasivo circulante	4.936	5.004	1,38%
TOTAL PASIVO	38.064	38.541	(2,49)%

INGRESOS Y RESULTADOS OPERATIVOS, INVERSIONES Y ACTIVOS ESPECÍFICOS**DEL GRUPO REPSOL YPF POR ACTIVIDADES**

	1er Trimestre 2002	1er Trimestre 2003	% 2003/2002
	(Millones de Euros)		
<u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</u>			
Exploración y Producción	1.106	1.637	48,01%
Refino y Marketing	7.223	8.688	20,28%
Química.....	408	556	36,27%
Gas natural y Electricidad	1.499	369	(75,38)%
Ajustes y otros	(1.056)	(1.487)	40,81%
TOTAL	9.180	9.763	6,35%
<u>RESULTADO OPERATIVO</u>			
Exploración y Producción	256	670	161,72%
Refino y Marketing	296	357	20,61%
Química.....	(17)	51	-
Gas natural y Electricidad	355	63	(82,25)%
Ajustes y otros	(1)	(12)	1.100%
TOTAL	889	1.129	27,00%
<u>CASH-FLOW OPERATIVO</u>			
Exploración y Producción	589	996	69,10%
Refino y Marketing	462	500	8,23%
Química.....	23	95	313,04%
Gas natural y Electricidad	479	81	(83,09)%
Ajustes y otros	34	17	(50,00)%
TOTAL	1.587	1.689	6,43%
<u>INVERSIONES</u>			
Exploración y Producción	240	1.154	380,83%
Refino y Marketing	84	95	13,10%
Química.....	22	26	18,18%
Gas natural y Electricidad	338	107	(68,34)%
Ajustes y otros	36	28	(22,22)%
TOTAL	720	1.410	95,83%

PRINCIPALES MAGNITUDES OPERATIVAS

	<u>Enero-Marzo</u>		Variación
	2002	2003	%
Producción de hidrocarburos (Miles de bep/d)	946	1.003	6,0
Ventas de productos petrolíferos (Miles de toneladas)	12.504	12.711	1,7
Ventas de productos petroquímicos (Miles de toneladas)	775	996	28,5
Ventas de gas natural (Miles de millones de metros cúbicos) (bcm)	6,65	7,54	13,4
Ventas de GLP (Miles de toneladas)	927	958	3,3

VII.5.2. COMENTARIOS DE LOS RESULTADOS CORRESPONDIENTES AL PRIMER TRIMESTRE DE 2003

Repsol YPF ha obtenido en el primer trimestre del año 2003 un beneficio neto de 672 millones de euros, un 122,5% superior al del mismo periodo del año anterior. El beneficio neto ajustado (antes de extraordinarios, no recurrentes y de la amortización del fondo de comercio) ha ascendido a 772 millones de euros, con un crecimiento del 74,7%.

La actividad de Repsol YPF, durante el primer trimestre de 2003, ha tenido lugar en un entorno caracterizado por la evolución ascendente de los precios del crudo, que llegaron a sobrepasar los 34 dólares por barril de Brent, superando en 10 dólares los del primer trimestre de 2002, para luego descender progresivamente en el mes de marzo. El precio medio del barril de Brent para el primer trimestre del ejercicio 2003 se ha situado en 31,48 dólares por barril.

En refino, los márgenes internacionales han experimentado una importante recuperación, continuando con el repunte iniciado en el segundo semestre de 2002. En marketing, los márgenes de comercialización han descendido frente al primer trimestre del año anterior debido, fundamentalmente, a la evolución alcista en las cotizaciones internacionales de los productos y a su no traslación a precios de mercado. La actividad química se ha caracterizado por el crecimiento en los márgenes internacionales en la mayor parte de la cartera de productos de Repsol YPF.

En este contexto, el cash-flow ha sido de 1.257 millones de euros, casi un 9% superior al de 2002, y el resultado operativo de Repsol YPF ha alcanzado los 1.129 millones de euros, con un crecimiento del 27% sobre el del año anterior. Todas las áreas de negocio han mostrado crecimientos importantes con la excepción del área de gas y electricidad, cuyos resultados se han visto afectados, fundamentalmente, por el cambio en el criterio de consolidación de Gas Natural SDG. En términos homogéneos, es decir, consolidando los resultados de Gas Natural SDG al 24% en ambos trimestres, el resultado operativo se habría incrementado en un 81,2% y el cash-flow habría crecido un 38,5%.

INVERSIONES Y DESINVERSIONES

Durante el primer trimestre de 2003 las inversiones realizadas por Repsol YPF han ascendido a 1.410 millones de euros, un 95,8% superiores a las del mismo periodo del año anterior. Este aumento se ha debido, principalmente, a las compras realizadas en Trinidad y Tobago, como consecuencia de las cuales Repsol YPF ha triplicado el volumen de reservas y producción en ese país. Esta adquisición de activos en Trinidad y Tobago no ha generado fondo de comercio de consolidación. El exceso del precio pagado sobre el valor teórico contable de la sociedad titular de las reservas se ha clasificado como mayor valor de los activos productivos. Pese a la magnitud de las inversiones durante el primer trimestre, Repsol YPF mantiene su objetivo de contención inversora fijado por la Compañía para el presente ejercicio.

En el capítulo de desinversiones, durante el primer trimestre de 2003, Repsol YPF ha enajenado activos por 117 millones de euros, que han correspondido principalmente a la venta a Oman Oil de un 6,78% del capital de CLH, que ha generado una plusvalía de 68 millones de euros.

DEUDA

La importancia del cash-flow neto generado, que se ha situado en 1.257 millones de euros, ha permitido que, pese al aumento de las inversiones realizadas en el primer trimestre y al pago de dividendos por un importe de 226 millones de euros, la deuda financiera de Repsol YPF a 31 de marzo de 2003 sólo haya experimentado un ligero aumento del 2,9% hasta alcanzar los 7.686 millones de euros, sin que dicho aumento haya afectado al ratio de deuda financiera neta sobre capitalización de la Compañía, que se mantiene en el 29%, muy inferior al 43% del primer trimestre del año anterior.

Esta importante reducción ha posibilitado que los gastos financieros se hayan reducido un 77,4%, al situarse en 88 millones de euros frente a los 389 millones de euros del primer trimestre de 2002.

A 31 de mayo de 2003 la deuda financiera neta ha disminuido hasta 6.681 millones de euros lo que ha supuesto que el ratio de deuda financiera neta sobre capitalización se haya situado en el 27%.

ARGENTINA

La actividad de Repsol YPF en Argentina, durante el presente ejercicio de 2003, refleja la sostenida recuperación de su economía y la estabilidad en el marco regulatorio obtenida para el sector petrolero. La situación en el país está mejorando sustancialmente debido al crecimiento de la actividad económica, la estabilidad del tipo de cambio, el nivel creciente de reservas de divisas y las menores tasas de inflación mensuales.

A lo largo del primer trimestre de 2003, y en el contexto de una escalada de los precios del crudo, las compañías operadoras en upstream y downstream en Argentina han prorrogado el acuerdo de estabilidad de precios con el gobierno hasta el 31 de mayo.

RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El resultado operativo del área de Exploración y Producción ha ascendido a 670 millones de euros, un 161,7% más que en el primer trimestre de 2002. Este crecimiento se ha debido, fundamentalmente, al aumento del precio del crudo y a la mejora de los precios del gas en Argentina.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol YPF ha sido de 28,3 \$/barril, frente a los 15,3 \$/barril del mismo trimestre del año anterior. En cuanto a los precios medios del gas en Argentina, éstos han sido un 20,9% superiores a los del mismo trimestre del año pasado, reflejando la apreciación del peso en el precio del gas argentino.

La producción de hidrocarburos ha ascendido a 1.002.700 barriles equivalentes de petróleo al día (bep/d) con un incremento del 6% respecto a la del primer trimestre del año anterior. Este aumento se ha debido, principalmente, a la compra de un 20% adicional de BPRY en Trinidad y Tobago, que ha supuesto un incremento de 61.000 bep/día y, en menor medida, a los aumentos de producción en Argentina y Libia, que compensaron las menores producciones en España, Dubai, Ecuador, Argelia y Venezuela.

En el periodo citado se han producido dos nuevos descubrimientos en Argentina, siendo el más importante el de la cuenca Neuquina, con el sondeo Loma Alta xp-9.

Las inversiones han ascendido a 1.154 millones de euros, cantidad que incluye el pago de la operación de compra de Trinidad y Tobago, cuyo importe está sujeto a cláusula de confidencialidad. Las inversiones en las actividades de exploración y desarrollo han sido ligeramente inferiores a las del primer trimestre del año anterior y se han centrado en Argentina, Ecuador, Trinidad y Tobago y Brasil.

REFINO Y MARKETING

El resultado operativo del área de Refino y Marketing durante el primer trimestre ha ascendido a 357 millones de euros, un 20,6% más que en el mismo periodo de 2002. Este resultado refleja la recuperación de los márgenes internacionales de refino y el descenso de los márgenes de marketing y GLP. El indicador de margen de refino de la Compañía se ha situado en torno a 4,24 \$/barril, muy superior a los 1,22 dólares/barril del primer trimestre de 2002. A estos márgenes han contribuido fundamentalmente el alto diferencial entre crudo y productos, especialmente en los gasóleos, así como el incremento de los fletes.

Las ventas totales de productos petrolíferos alcanzaron 12,71 millones de toneladas, con un incremento del 1,7%. En España, las ventas de Repsol YPF totalizaron 7,5 millones de toneladas, con una disminución del 4,8% debido al descenso de las ventas de fueloleos para generación eléctrica por la alta pluviosidad registrada. En sentido contrario, las ventas realizadas al marketing propio de gasolinas, gasóleos y querosenos han aumentado un 4,6%. En Argentina, por la mejoría de la situación económica del país y las exportaciones, las ventas de la Compañía aumentaron un 6,1%.

En cuanto a los Gases Licuados del Petróleo (GLPs), el trimestre se ha caracterizado por las elevadas cotizaciones internacionales. En España, donde los márgenes registraron un retroceso, las ventas han crecido un 3,9% respecto al mismo periodo del año anterior, debido fundamentalmente a las temperaturas más frías del trimestre. En Latinoamérica, las ventas de GLP en el primer trimestre de 2003 han aumentado un 1,5% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a su buen comportamiento en Perú, Chile y Ecuador y al inicio de recuperación del mercado argentino.

Las inversiones en refino y marketing en el primer trimestre de 2003 ascendieron a 95 millones de euros, un 13,1% superiores a las del mismo periodo del año anterior y se han destinado, fundamentalmente, a proyectos de refino, entre los que destacan el “mild hydrocracker” en Puertollano, y al desarrollo del GLP canalizado.

QUÍMICA

El resultado operativo en el área química ascendió a 51 millones de euros frente a unas pérdidas de 17 millones de euros en el mismo trimestre del año anterior. Esta mejora se debe principalmente a la favorable evolución de los márgenes internacionales y a la realización de mayores ventas de productos. Hay que resaltar el incremento de los resultados en Argentina derivado de los fuertes incrementos de la producción de metanol en Plaza Huincul y de urea en Bahía Blanca, así como la mejora de los márgenes de referencia de estos productos.

Las ventas totales de productos petroquímicos han sido de 996.000 toneladas, superiores en un 28,5% a las del mismo periodo del año anterior. Este incremento se ha debido a la consolidación de la producción de metanol y urea en Argentina, así como la mayor venta de óxido de propileno/estireno monómero (OP/SM), derivados y butadieno en España. En petroquímica básica se ha logrado el incremento de la producción gracias al “revamping” del cracker de Tarragona, operando en la actualidad a una capacidad de 660.000 toneladas/año.

Las inversiones del primer trimestre de 2003 han ascendido a 26 millones de euros, un 18,8% superiores a las del primer trimestre de 2002 y se han destinado en su mayor parte a proyectos en curso y a la mejora de las unidades existentes.

GAS Y ELECTRICIDAD

El resultado operativo en el primer trimestre de 2003 ha sido de 63 millones de euros, un 82,3% inferior al del mismo periodo de 2002. La disminución está fundamentalmente motivada por la desconsolidación parcial del Grupo Gas Natural SDG, la desconsolidación de Enagas, los cambios en el modelo de retribución del sector en España, la congelación de las tarifas del gas en Argentina y la reclasificación de los resultados de algunas sociedades participadas argentinas que han pasado a incorporarse al área de exploración y producción.

Las inversiones del periodo totalizaron 107 millones de euros, un 68,3% inferiores a las del mismo periodo de 2002.

Madrid, a 2 de julio de 2003

Por Repsol YPF, S.A.
Fdo.: Carmelo de las Morenas