

Informe de auditoría independiente y Cuentas anuales consolidadas

Informe de auditoría independiente	86
Cuentas anuales consolidadas	88
Anexos	162

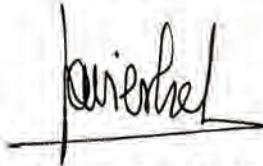
INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

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

1. Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2007, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de flujos de efectivo consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la sociedad dominante. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, que requieren el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en las que al 31 de diciembre de 2007 el Grupo participaba en un 30,85%, y cuyos activos y resultado neto a dicha fecha representan un 10% y un 10,26%, respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas del Grupo Repsol YPF a dicha fecha. Las cuentas anuales consolidadas de la mencionada sociedad participada han sido auditadas por otro auditor y nuestra opinión expresada en este informe sobre las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes se basa, en lo relativo a estas sociedades participadas, únicamente en el informe de los otros auditores.
2. De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores de la sociedad dominante presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias, del estado de flujos de efectivo y del estado de cambios en el patrimonio neto, además de las cifras consolidadas del ejercicio 2007, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007. Con fecha 29 de marzo de 2007 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2006, en el que expresamos una opinión sin salvedades.
3. En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de los otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2007 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con las normas internacionales de información financiera adoptadas por la Unión Europea, que guardan uniformidad con las aplicadas en el ejercicio anterior.

4. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2007 contiene las explicaciones que los Administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Javier Ares San Miguel
27 de marzo de 2008

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol YPF

Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2007 y 2006

Millones de euros

Activo	Nota	2007	2006
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	7	23.676	23.475
Propiedades de inversión	8	34	34
Fondo de comercio	9	3.308	3.422
Otros activos intangibles	10	1.018	1.156
Activos disponibles para la venta	11	80	249
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	12	537	521
Activos financieros	13	1.948	1.518
Activos por impuestos diferidos	25	1.020	913
		31.621	31.288
Activo corriente			
Existencias	15	4.675	3.874
Clientes y otras cuentas a cobrar	13	7.760	6.813
Hacienda pública deudora por impuesto de sociedades	25	257	382
Activos financieros líquidos	13		
Inversiones financieras temporales		266	287
Efectivo y equivalentes al efectivo		2.585	2.557
		15.543	13.913
Total Activo		47.164	45.201
Millones de euros			
Patrimonio neto y pasivo			
	Nota	2007	2006
Patrimonio neto			
Patrimonio Neto Atribuible a los accionistas de la sociedad dominante	16	18.511	17.433
Accionistas minoritarios	16	651	609
		19.162	18.042
Pasivo no corriente			
Acciones preferentes	18	3.418	3.445
Préstamos y deudas financieras no corrientes	19	6.647	7.038
Pasivos por impuestos diferidos	25	2.473	2.707
Provisiones para riesgos y gastos no corrientes	20-21	2.565	2.660
Otros pasivos no corrientes	22	1.544	1.234
		16.647	17.084
Pasivo corriente			
Préstamos y deudas financieras corrientes	19	1.501	1.556
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	24	8.838	7.590
Hacienda pública acreedora por impuesto de sociedades	25	730	632
Provisiones para riesgos y gastos corrientes	20-21	286	297
		11.355	10.075
Total patrimonio neto y pasivo		47.164	45.201

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Balances de situación consolidados.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol YPF

Cuentas de resultados consolidadas al 31 de diciembre de 2007 y 2006

Millones de euros

Activo	Nota	2007	2006
Ingresos			
Ventas		52.098	51.355
Otros ingresos		3.825	3.725
		55.923	55.080
Gastos			
Consumos		(36.294)	(35.117)
Gastos de personal		(1.855)	(1.674)
Dotaciones para amortización de inmovilizado		(3.141)	(3.094)
Otros gastos		(8.825)	(9.284)
		(50.115)	(49.169)
Resultados de operaciones continuadas antes de cargas financieras	27	5.808	5.911
Cargas financieras	28	(224)	(482)
Resultado antes de impuestos y participadas		5.584	5.429
Impuesto sobre beneficios	25	(2.338)	(2.220)
Participación en resultado ddi de sociedades puestas en equivalencia	12	109	139
Resultado del período		3.355	3.348
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(167)	(224)
Resultado atribuible a la sociedad dominante		3.188	3.124
Promedio ponderado del número de acciones emitidas (en millones)		1.220,9	1.220,9
Beneficio por acción atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (en euros)		2,61	2,56
Beneficio por acción diluido (en euros)		2,61	2,56

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estas Cuentas de resultados consolidadas

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol YPF

Estados de flujos de efectivo consolidados.

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2006

Millones de euros

	2007	2006
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación		
Resultado atribuible a la sociedad dominante antes de impuesto sobre beneficios	5.526	5.344
Ajustes al resultado:		
Socios externos	167	224
Resultado de sociedades consolidadas por puestas en equivalencia	(109)	(139)
Amortizaciones	3.141	3.094
Provisiones operativas netas dotadas	377	1.000
Resultados en enajenación de activos no comerciales	(669)	(253)
Cargas financieras devengadas	224	482
Otros ajustes	(84)	(699)
Subtotal	8.573	9.053
Variación real del fondo de maniobra comercial	(582)	(460)
Dividendos cobrados de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	179	136
Impuestos pagados	(2.157)	(2.236)
Provisiones aplicadas a su finalidad	(301)	(455)
	5.712	6.038
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversiones en inmovilizado y sociedades:		
Activos intangibles	(145)	(156)
Propiedades, planta y equipo	(4.428)	(5.417)
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	(334)	(19)
Otros activos no corrientes	(466)	(145)
Total inversiones	(5.373)	(5.737)
Desinversiones	1.279	515
	(4.094)	(5.222)
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación		
Deuda financiera neta recibida (cancelada)	26	179
Cargas financieras pagadas	(544)	(596)
Subvenciones y otros pasivos no corrientes cancelados y otros	89	285
Dividendos distribuidos	(949)	(825)
	(1.378)	(957)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.557	2.647
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	240	(141)
Otras variaciones en efectivo y equivalentes		
Por incorporación de sociedades	12	2
Por tipo de cambio	(224)	49
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	2.585	2.557

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Estados de flujos de efectivo consolidados

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol YPF

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2006

Millones de euros

	Patrimonio neto atribuido a los accionistas de la sociedad dominante									Patrimonio neto atribuible a accionistas minoritarios	Patrimonio neto total
	Capital social	Prima de emisión	Reserva legal	Reserva reval.	Diferencias conversión	Reservas valoración a mercado	Beneficios retenidos	Dividendo a cuenta	Total		
Saldo a 31 de diciembre de 2005	1.221	6.428	244	3	607	74	8.051	(366)	16.262	528	16.790
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	3.124	-	3.124	224	3.348
Diferencias de conversión	-	-	-	-	(977)	-	-	-	(977)	(39)	(1.016)
Reservas por revaluación de activos y pasivos	-	-	-	-	-	(73)	-	-	(73)	-	(73)
Distribución de resultados del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-	(732)	366	(366)	(93)	(459)
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	(440)	(440)	-	(440)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	0	(2)	(2)
Otros efectos	-	-	-	-	-	-	(97)	-	(97)	(9)	(106)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	1.221	6.428	244	3	(370)	1	10.346	(440)	17.433	609	18.042
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	3.188	-	3.188	167	3.355
Diferencias de conversión	-	-	-	-	(1.053)	-	-	-	(1.053)	(44)	(1.097)
Reservas por revaluación de activos y pasivos	-	-	-	-	-	(4)	-	-	(4)	0	(4)
Distribución de resultados del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-	(880)	440	(440)	(71)	(511)
Dividendo a cuenta	-	-	-	-	-	-	-	(610)	(610)	-	(610)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	0	(7)	(7)
Otros efectos	-	-	-	-	-	-	(3)	-	(3)	(3)	(6)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	1.221	6.428	244	3	(1.423)	(3)	12.651	(610)	18.511	651	19.162

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Estados de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Índice

1	Bases de presentación y marco regulatorio	94
2	Principios de consolidación	98
3	Políticas contables	99
3.1	Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes	99
3.2	Compensación de saldos y transacciones	99
3.3	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	99
3.4	Propiedades, planta y equipo	99
3.5	Propiedades de inversión	101
3.6	Fondo de comercio	101
3.7	Otros activos intangibles	102
3.8	Activos disponibles para la venta	102
3.9	Deterioro del valor de los activos tangibles, intangibles y fondo de comercio	103
3.10	Activos financieros corrientes y no corrientes	103
3.11	Existencias	104
3.12	Efectivo y equivalentes al efectivo	104
3.13	Beneficio por acción	104
3.14	Pasivos financieros	104
3.15	Provisiones	104
3.16	Pensiones y obligaciones similares	105
3.17	Subvenciones e ingresos diferidos	106
3.18	Arrendamientos	106
3.19	Impuesto sobre beneficios	106
3.20	Reconocimiento de ingresos y gastos	107
3.21	Operaciones con derivados financieros	107
3.22	Metodología para la estimación del valor razonable	108
3.23	Nuevos estándares emitidos	108
4	Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	109
4.1	Riesgo de mercado	110
4.2	Riesgo de Liquidez	110
4.3	Riesgo de Crédito	111
5	Gestión del capital	112
6	Estimaciones y juicios contables	113
7	Propiedades, planta y equipo	114
8	Propiedades de inversión	115
9	Fondo de comercio	115
10	Otros activos intangibles	117
11	Activos disponibles para la venta	118
12	Inversiones registradas por puesta en equivalencia	118
13	Activos financieros corrientes y no corrientes	120

14	<i>Pérdida de valor de los activos</i>	122
15	<i>Existencias</i>	122
16	<i>Patrimonio neto</i>	123
17	<i>Dividendos</i>	125
18	<i>Acciones preferentes</i>	126
19	<i>Financiación recibida</i>	126
20	<i>Provisiones para riesgos y gastos</i>	127
21	<i>Provisión para pensiones y obligaciones similares</i>	128
22	<i>Otros pasivos no corrientes</i>	129
23	<i>Deudas por arrendamiento financiero</i>	130
24	<i>Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar</i>	130
25	<i>Situación fiscal</i>	130
26	<i>Negocios conjuntos</i>	134
27	<i>Ingresos y gastos de las operaciones continuadas antes de cargas financieras</i>	135
28	<i>Ingresos y gastos financieros</i>	135
29	<i>Información por segmentos</i>	136
30	<i>Venta de filiales</i>	138
31	<i>Combinaciones de negocios</i>	138
32	<i>Incentivos a medio y largo plazo</i>	139
33	<i>Información sobre operaciones con partes vinculadas</i>	140
34	<i>Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo</i>	141
35	<i>Plantilla</i>	144
36	<i>Contratos de arrendamiento operativo</i>	144
37	<i>Pasivos contingentes y compromisos</i>	145
38	<i>Operaciones con derivados</i>	150
	38.1 <i>Coberturas de valor razonable de activos o pasivos</i>	151
	38.2 <i>Coberturas de flujo de efectivo</i>	152
	38.3 <i>Coberturas de inversión neta</i>	156
	38.4 <i>Otras operaciones con derivados</i>	157
39	<i>Información sobre medio ambiente</i>	159
40	<i>Remuneración de los auditores</i>	161
41	<i>Hechos posteriores</i>	161

1. Bases de presentación y marco regulatorio

1.1. Bases de presentación

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante "Repsol YPF", "Grupo Repsol YPF" o "Grupo") configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987 y que realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra los presentes Cuentas anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. nº A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en Madrid en el Paseo de la Castellana, 278, donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100.

Repsol YPF es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta a la normativa de la Ley de Sociedades Anónimas de 22 de diciembre de 1989, en especial, a la relativa a las sociedades anónimas cotizadas, cuyas actividades, dentro y fuera de España, se encuentran sujetas a una amplia regulación.

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) así como con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2007. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB; sin embargo estas diferencias no tienen impacto en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2007, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

Estas cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2007, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 26 de Marzo de 2008, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los Administradores del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la nota 6 sobre estimaciones y juicios contables.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2006 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 9 de Mayo de 2007.

1.2. Marco regulatorio

Repsol YPF lleva a cabo sus operaciones en varios países y está sujeta por tanto a las regulaciones relativas a la industria del petróleo establecidas en cada uno de ellos. Argentina y España son los países donde se tiene una presencia más significativa.

España

El sector de Hidrocarburos en España está principalmente regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre de 1998, y su normativa de desarrollo.

Con referencia al ámbito temporal al que el presente informe se circunscribe podrían destacarse los siguientes aspectos:

La ley 12/2007, de 2 de julio modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, incorporando al derecho español la Directiva 2003/55 del Parlamento Europeo que estableció nuevas normas comunes para completar el Mercado Interior del Gas Natural. La ley incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor final.

Son objeto de redefinición las actividades de las distintas personas que actúan en el sistema gasista estableciendo una separación jurídica y funcional de las llamadas "actividades de red" (transporte, distribución, regasificación o almacenamiento), de una parte, y de las actividades de producción y suministro, de otra. Además elimina la posible competencia entre los distribuidores y los comercializadores en el sector del suministro con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso a la que podrán acogerse aquellos consumidores que se considere en función de la situación y evolución del mercado.

La tarifa de último recurso es el precio máximo que los comercializadores designados como suministradores podrán cobrar a los consumidores que tengan derecho a acogerse a ella. Corresponde al Gobierno determinar que comercializadores asumen la obligación de suministradores de último recurso, debiendo éstos de atender las solicitudes de suministro de gas al precio máximo establecido. Dicha tarifa es única en todo el territorio, sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y volúmenes de consumo y se fijará de forma que no distorsione

la competencia en el mercado. Mediante una norma con rango de Real Decreto se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural.

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). El nuevo Real Decreto incrementa el número de días de existencias mínimas de seguridad que pasa de 90 a 92 días obligatorios a partir del 1 de enero de 2010.

De conformidad con la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, deberían ser notificadas a la Administración para que el Consejo de Ministros, en el plazo de dos meses, autorice, deniegue o condicione el ejercicio de los derechos políticos (la llamada “golden share energética”).

En relación con esta disposición, la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud del artículo 56 CE, al mantener en vigor medidas como la “golden share energética” que limitan los derechos de voto correspondientes a las acciones poseídas por entidades públicas en las empresas españolas que operen en el sector energético.

Además de estas modificaciones, otras normas de carácter general han sido objeto de publicación durante el año 2007, normas que, si bien no tienen como destinatario exclusivo el sector de los hidrocarburos, su importancia afecta de forma notable al desarrollo de las operaciones de la sociedad. Entre ellas podemos señalar:

- Ley 6/2007, de 12 de abril, de reforma de la Ley del Mercado de Valores para la modificación del régimen de las ofertas públicas de adquisición y de la transparencia de los emisores, este último aspecto posteriormente desarrollado por el Real Decreto 1362/2007.
- Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, que trata de incorporar las modificaciones experimentadas tanto a nivel nacional como a nivel comunitario con la publicación en este último de los Reglamentos CE nº 1/2003 y 139/2004, reforzando los mecanismos ya existentes y dotándolo de los instrumentos y estructura institucional para proteger la competencia efectiva en los mercados.
- La Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base a la normativa de la Unión Europea.
- La Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, regula la responsabilidad de los operadores de prevenir, evitar y reparar los daños medioambientales de conformidad con los principios de prevención y de “quien contamina paga”. Esta Ley no ampara el ejercicio de acciones por lesiones a las personas, los daños causados a la propiedad privada, a ningún tipo de pérdida económica, ni afecta a ningún derecho relativo a este tipo de daños o cualesquiera otros daños patrimoniales que no tengan la consideración de daños medioambientales.

Argentina

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley Nº 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”). El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias de dicha ley. El marco regulatorio de esta ley fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley Nº 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF y tuvo como objeto iniciar el proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración y 50 concesiones de explotación. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, el Congreso argentino sancionó la Ley No. 25.943 mediante la que se dispuso la creación de la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (“ENARSA”). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, el transporte, almacenaje, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Asimismo, esta ley otorgó a ENARSA la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se hayan otorgado a otras empresas con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto Nº 546/2003, ley Nº 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarbúrfica (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos.

En octubre de 2006 mediante la Ley Nº 26.154 se creó un régimen promocional para la exploración y explotación de hidrocarburos aplicable en todas las provincias que conforman la República Argentina que se adhieran al mismo, y en la Plataforma Continental Argentina. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

Gas Natural

En Junio de 1992 se promulgó la Ley 24.076, estableciendo el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto ("open access"), bajo el cual productores como YPF, tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

Con posterioridad al establecimiento del nuevo marco legal para el transporte y distribución de gas natural se han construido nuevos gasoductos de exportación a Chile, Brasil y Uruguay. La exportación de gas natural requiere la previa aprobación de la Secretaría de Energía.

Refino

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino, como al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el Registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía, siendo dicho registro otorgado sobre la base de estándares técnicos y financieros. YPF se encuentra registrada y habilitada para realizar operaciones de refinación en Argentina.

Regulación del Mercado

La Ley de Hidrocarburos autoriza al poder ejecutivo nacional a regular los mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante un período en el cual el poder ejecutivo estime que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna.

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado inicialmente mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, y subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino ("Requerimientos de Inyección Adicional"). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adoptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las "Restricciones").

Mediante distintas normas, entre otras las Resoluciones Nos. 1679/04, 1879/05 y 715/07 de la Secretaría de Energía, así como la Disposición N° 1157/06 de la Subsecretaría de Combustibles se restableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, mediante la Resolución N° 25/2006, requirió a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

La Resolución 394/07 de 16 de noviembre ha incrementado los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. El nuevo régimen establece que en los casos en los que el precio de exportación se sitúe por encima del precio de referencia, que ha sido fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tiene derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia será retenido por el gobierno argentino como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se sitúe por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicará un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijará en el plazo de 90 días. Este mismo procedimiento se aplicará a las exportaciones de otros productos petrolíferos y lubricantes utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

El 14 de junio de 2007 la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 ("Acuerdo 2007-2011"). YPF firmó el acuerdo teniendo en cuenta que las exportaciones de gas natural y determinadas ventas internas de productores que no lo celebraran serían llamadas en primer lugar para satisfacer la demanda interna, antes de que fueran afectadas las ventas de exportación de los productores firmantes. El objetivo del Acuerdo es garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado doméstico a los niveles registrados en el año 2006, más el crecimiento en demanda de los usuarios residenciales y pequeños comerciales.

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP.

Venezuela

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio de Energía y Petróleo aprobó la constitución de la empresa mixta de petróleo Petroquirquire, S.A., con una par-

participación de Repsol del 40% y de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó la constitución de la empresa mixta Quiquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA. En Marzo de 2007 se otorgó la licencia de gas.

Bolivia

Con fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28701 que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad boliviana YPFB. Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., actuación que a la fecha no se ha realizado. El 28 de octubre de 2006 Repsol YPF E&P Bolivia S.A. y su filial Empresa Petrolera Andina S.A. firmaron con YPFB los nuevos contratos de operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia. Estos contratos fueron aprobados por el Congreso de Bolivia el 3 de diciembre de 2007 y son efectivos desde la fecha de su protocolización, el 2 de mayo de 2007.

A la fecha de elaboración de estas cuentas anuales existen temas pendientes de resolución relacionados con estos nuevos contratos de operación así como el cumplimiento de obligaciones anteriores a los mismos que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes destacan el proceso de liquidación y conciliación de cuentas con YPFB así como el tratamiento del IVA facturado a YPFB relacionado con el gas suministrado relativo a los contratos de exportación. En la actualidad Repsol YPF se encuentra en negociaciones con YPFB, entre otros, respecto a los Acuerdos de Entrega, y Procedimientos de Pago, que actualmente se encuentran en borrador y, que determinarán el marco legal para hacer efectivos los aspectos señalados anteriormente.

En fecha 13 de mayo de 2007, el gobierno de Bolivia emitió el Decreto Supremo 29129 el cual establece al igual que la Resolución Ministerial No. 256/2006 emitida el 22 de diciembre de 2006 modificada por la Resolución Ministerial 003/2007 el procedimiento transitorio para garantizar el transporte y comercialización de hidrocarburos en las condiciones actuales, hasta que YPFB suscriba nuevos contratos de transporte y comercialización. El plazo de vigencia del decreto antes citado fue ampliado hasta el 25 de abril de 2008 mediante el Decreto Supremo 29325 del 28 de octubre de 2007.

Por otro lado, en fecha 13 de mayo de 2007, se emitió también el Decreto Supremo 29130, por el cual se reservan y adjudican áreas de interés hidrocarburífero en Zonas Tradicionales y No Tradicionales a favor de YPFB, y se establecen los mecanismos de asociación a ser aplicados para que desarrolle actividades de exploración y explotación por sí o en asociación. Posteriormente se incorporan nuevas áreas reservadas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB mediante el Decreto Supremo 29226 de 9 de agosto de 2007. Adicionalmente, el Decreto Supremo 29130 fue parcialmente modificado por el Decreto Supremo 29371 de 12 de diciembre de 2007 que establece el procedimiento para la calificación de las empresas petroleras nacionales o extranjeras a objeto de la suscripción de convenios de estudio con YPFB, para ejecutar las actividades de exploración en áreas reservadas a favor de dicha empresa estatal petrolera.

Finalmente, en fecha 31 de agosto de 2007 se emitió la Ley 3740 que establece, entre otros aspectos, que la actividad extractiva de hidrocarburos sujeta a Contratos de Operación queda excluida de la aplicación de la "alcuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables". Además dispone que el Poder Ejecutivo debe garantizar la atención del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida y promoverá iniciativas de industrialización de los hidrocarburos en el país. Asimismo señala que el Poder Ejecutivo, dentro del plazo máximo de 60 días, debe remitir el Reglamento de Costos Recuperables que dispondrá las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación expresa de dichos costos por YPFB, siempre que estos sean útiles, utilizables y utilizados. Finalmente dispone que YPFB deberá contratar mediante licitación internacional a empresas especializadas en la certificación de reservas de hidrocarburos, para certificar el nivel efectivo de reservas en Bolivia.

Ecuador

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley No. 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de todos los contratos de participación en la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados "excedentes de precio del petróleo crudo", es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo N° 662, que modifica el Decreto Ejecutivo 1.672, incrementa la citada participación del Estado sobre los mencionados excedentes del precio del petróleo crudo hasta el 99%. En noviembre de 2007 Repsol YPF envió al Estado Ecuatoriano una comunicación solicitando el inicio de negociaciones al amparo del Acuerdo España – Ecuador de Protección Recíproca de Inversiones. Así mismo se ha notificado al CIADI el inicio de controversias con el Estado Ecuatoriano y el sometimiento a la jurisdicción del CIADI.

Otros países

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

En opinión de los Administradores, las cuentas anuales adjuntas recogen, a la fecha de su formulación, todos los hechos y efectos significativos de la situación económica y regulatoria vigente en los países donde el Grupo desarrolla sus actividades. Asimismo, y de acuerdo con la evolución que razonablemente se espera que tenga lugar de los aspectos señalados anteriormente, los Administradores manifiestan que, en su entendimiento, no es probable que se puedan adoptar medidas o que ocurran hechos que pudieran tener un impacto adverso significativo sobre las operaciones del Grupo.

2. Principios de consolidación

2.1. Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad. Asimismo, se consolidan por este método aquellas entidades en las que, a pesar de no tener este porcentaje de participación, se entiende que sus actividades se realizan en beneficio de la Sociedad, estando ésta expuesta a todos los riesgos y recompensas de la entidad dependiente.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta de forma detallada bajo la denominación de "Accionistas minoritarios", dentro del epígrafe de "Patrimonio Neto" de los Balances de Situación consolidados, y en "Resultado atribuible a accionistas minoritarios", de las Cuentas de Resultados consolidadas, respectivamente.

Los negocios conjuntos se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo Repsol YPF sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el Balance de Situación consolidado y en la Cuenta de Resultados consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

Las sociedades asociadas se consolidan por el método de puesta en equivalencia. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control o dominio efectivo, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de puesta en equivalencia consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado "Inversiones registradas por puesta en equivalencia", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en las cuentas de resultados consolidadas como "Participación en resultados después de impuestos de sociedades puestas en equivalencia".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo en la proporción que representa la participación de Repsol YPF en el capital de aquellas. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados en base a normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.3 de la nota 3), se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- a) Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- b) Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio medio del período en el que se produjeron.
- c) Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, que se ha denominado "Diferencias de conversión".

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro, las diferencias de cambio diferidas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2007 y 2006 han sido:

	31 de diciembre de 2007		31 de diciembre de 2006	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar	1,472	1,370	1,317	1,255
Peso argentino	4,606	4,244	4,006	3,833
Real brasileño	2,608	2,664	2,816	2,729
Peso chileno	731,472	714,894	701,160	665,759

2.2. Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2007 y 2006.

3. Políticas contables

Las principales políticas contables seguidas por Repsol YPF en la elaboración de las cuentas anuales consolidadas, son las siguientes:

3.1. Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.2. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea un reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

3.3. Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol YPF.

Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en "moneda extranjera" y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, excepto por lo descrito en el párrafo siguiente, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe "Cargas financieras" de la cuenta de resultados del período en que se producen.

Las diferencias de cambio resultantes de la valoración de partidas monetarias a largo plazo de carácter no comercial que se consideren parte de la inversión neta en una sociedad extranjera, se contabilizan en la línea "Diferencias de conversión" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

3.4. Propiedades, planta y equipo

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo de coste por el que los elementos de propiedades, planta y equipo se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar listos para su uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos.

Cuentas anuales consolidadas

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados efectivamente en la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones del Grupo Repsol YPF requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 3.4.c), así como el coste de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 3.18.a).

b) Amortización

Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 3.4.c), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución del coste de adquisición de los activos minorado por el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	30-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-15
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-15
Tanques de almacenamiento	20-30
Líneas y redes	12-18
Infraestructura y distribución de gas	20-40
Elementos de transporte	5-25

La amortización de los activos comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito ("*successful-efforts*"). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "Inversiones en zonas con reservas", asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- ii. Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan a su precio de compra y se registran en el epígrafe "Otros costes de exploración". En caso de que no se encuentren reservas, los importes previamente capitalizados, son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe "Inversión en zonas con reservas" por su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.).
- iii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.
- iv. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "Otros costes de exploración" pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o

pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.

- v. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollos secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- vi. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe “Provisiones para riesgos y gastos no corrientes”.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o anteriormente si existiera un indicio de que éstas podrían haberse devaluado y, de producirse un deterioro, éste es reconocido con cargo a resultados del ejercicio dotando la correspondiente pérdida por deterioro del valor.
- iii. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver nota 3.9) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Otros gastos” u “Otros ingresos” de la cuenta de resultados (ver notas 3.9, 7, 14 y 27).

d) Propiedades, planta y equipo de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas por el Grupo, de acuerdo con criterios técnicos basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte de propiedades, planta y equipo, clasificados de acuerdo con su naturaleza.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.4.a a 3.4.c.

3.5. Propiedades de inversión

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo y no están destinados para uso propio. Repsol YPF registra contablemente las propiedades de inversión según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos de propiedades, planta y equipo (ver nota 3.4.a-b).

3.6. Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición (ver nota 9).

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma, la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3, se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas de valor acumuladas (ver nota 3.9).

3.7. Otros activos intangibles

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión descritos en el apartado f) de este epígrafe. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a) Marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

b) Gastos de investigación y desarrollo

La política de Repsol YPF es registrarlos como gasto del ejercicio.

c) Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Dentro de este epígrafe se incluyen:

- i. Los costes correspondientes a los contratos de compra del derecho a la gestión de estaciones de servicio y los de derechos de usufructo y de superficie relacionados con este mismo tipo de activos. Dichos costes se amortizan en el período al que se refiere cada contrato, que varía entre 9 y 50 años.
- ii. Los derechos exclusivos de uso de gasoductos de transporte. Dichos derechos se amortizan durante el período de vigencia del derecho, que en la actualidad es de 25 años.

d) Costes de abanderamiento e Imagen

Recoge el coste correspondiente a los contratos de abanderamiento de estaciones de servicio propiedad de terceros, que se amortiza linealmente en el período correspondiente al plazo de vinculación de cada contrato.

e) Contratos de suministro en exclusiva

Recoge los costes derivados de los contratos de suministro en exclusiva a estaciones de servicio, distribuidores y consumidores directos, que se amortizan linealmente en el período de vinculación de cada contrato (actualmente con una vida media de 5 años).

f) Derechos de emisión

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención que se va imputando a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta que son entregados, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver nota 3.9). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange (índice que se utiliza como referencia desde 2007 por ser éste el mercado más líquido y que proporciona una señal de precio más sólida; hasta 2006 el índice de referencia utilizado era el proporcionado por el LEBA-London Energy Brokers Association).

A medida que se van realizando las emisiones a la atmósfera el Grupo registra un gasto en la línea "Otros Gastos" de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO₂ emitidas, valoradas, (i) por su valor en libros, (ii) o por el precio de cotización al cierre en el caso de que no se disponga de los mismos al cierre del ejercicio.

En el ejercicio 2007 el efecto neto en la cuenta de resultados del Grupo por las operaciones relacionadas con los derechos de emisión fue inferior a un millón de euros, mientras que en el ejercicio 2006 ascendió a un gasto neto de 4 millones de euros.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

g) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen concesiones administrativas y otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial. Dichos conceptos se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil de los mismos. En el caso de las concesiones administrativas, la amortización se realiza en el período de la concesión y en el resto de activos en un período entre 3 y 20 años.

3.8. Activos disponibles para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como disponibles para la venta si su importe en libros se recupera a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable

y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos se presentan valorados por el menor importe entre el valor en libros y el valor razonable menos el coste de venta.

3.9. Deterioro del valor de los activos tangibles, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo en la medida en que generen flujos de efectivo que sean independientes de otras unidades.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los futuros flujos de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado, diferente para cada país y para cada negocio.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "Otros gastos" de la cuenta de resultados.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando una pérdida por deterioro de valor revierte posteriormente, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que el importe en libros incrementado no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea "Otros ingresos" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en ejercicios posteriores.

3.10. Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cuál las inversiones han sido adquiridas.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo y los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

b) Cuentas a cobrar

Son activos financieros con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo provee dinero, bienes o servicios directamente a un deudor sin intención de negociar la cuenta a cobrar.

c) Activos financieros mantenidos a vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

d) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, clasificados para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver nota 3.22). En el caso de un activo financiero que no se contabilice al valor razonable con cambios en resultados se incluirán adicionalmente los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "préstamos y cuentas a cobrar", los "mantenidos al vencimiento" y ciertas inversiones en acciones de sociedades, serán valorados a sus valores razonables. Los "préstamos y cuentas a cobrar" y los "activos financieros mantenidos hasta el vencimiento", serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva. Las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los "Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los "Activos financieros disponibles para la venta", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el acti-

Cuentas anuales consolidadas

vo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados netos del período.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado, se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos (ver nota 4).

El importe de la pérdida de valor es la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva y se reconoce en la línea "Otros gastos" de la cuenta de resultados. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero, la pérdida por deterioro reconocida será revertida siempre que no de lugar a un importe en libros del activo financiero que exceda al que figuraba previamente al registro de dicha pérdida. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período (Ver apartado 2 de la nota 13 sobre activos financieros).

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

3.11. Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El precio de coste, calculado como coste medio, incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen).

Las existencias de "commodities" adquiridas para "trading" se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas existencias no representan un volumen significativo de las operaciones del Grupo (ver nota 15).

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la rebaja dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta al cierre del ejercicio menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

3.12. Efectivo y equivalentes al efectivo

Repsol YPF considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad conocida de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

3.13. Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período atribuible a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. (Ver nota 16.1).

3.14. Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Dado que el Grupo no tiene pasivos financieros mantenidos para su negociación, salvo los instrumentos financieros derivados, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a coste amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acciones preferentes cuyas condiciones se detallan en la nota 18 corresponden a esta categoría de pasivo y figuran clasificadas en una partida independiente del balance. Se registran por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

3.15. Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa, el Grupo distingue entre:

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y

b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos.

La dotación de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que se informa sobre los mismos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 (ver nota 37).

3.16. Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

- i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- ii. El promotor (Repsol YPF) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

En YPF existe también un plan de pensiones de aportación definida para los empleados de sus principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el Grupo Gas Natural también tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual de estos planes se registra en la línea "Gastos de personal" de la cuenta de resultados.

b) Plan de Previsión de directivos. Plan mixto de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada

Desde 1992 y hasta el 31 de diciembre de 2005, los directivos del Grupo Repsol YPF disponían de un concepto retributivo de carácter diferido denominado "Premio de Permanencia".

Como parte de la estrategia de transformación del sistema de compensación de los directivos del Grupo Repsol YPF, con efectos 1 de enero de 2006 se implantó un nuevo sistema de previsión social denominado "Plan de Previsión" que, en el caso de los directivos que se adhirieron al mismo, extinguió, sustituyó y absorbió al anterior "Premio de Permanencia". Consiste en un plan mixto con aportaciones definidas de ahorro a la jubilación, complementario del plan de pensiones de empleo, que incluye una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior, y está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones.

Este sistema tiene como objetivo recompensar la permanencia y disponibilidad de los directivos de Repsol YPF, así como la no concurrencia con sus actividades en los dos años siguientes a su jubilación.

El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en los siguientes casos: (i) jubilación ordinaria (65 años de edad), (ii) jubilación anticipada (desde los 60 años de edad), (iii) fallecimiento, (iv) incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, o (v) enfermedad grave o desempleo de larga duración una vez que haya cesado la relación laboral y mantenga sus derechos en el plan.

Igualmente el partícipe tendrá derecho sobre el saldo del plan, a la fecha de su cese, en los casos de extinción de la relación laboral por cualquiera de los supuestos indemnizables. Para tener derecho sobre el plan, el partícipe debe cumplir con el pacto de no competencia con sus actividades en los dos años posteriores a la extinción de la relación laboral.

El coste anual de estos planes se registra en la línea de "Gastos de personal" de la cuenta de resultados.

c) Planes de prestación definida

La Compañía sigue el criterio establecido en la NIC 19 "Beneficios a los empleados", para la contabilización de los planes de prestación definida.

Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

- i. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se origina como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo "Gastos de personal".
- ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe "Cargas financieras".
- iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe "Cargas financieras".

3.17. Subvenciones e ingresos diferidos

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos, básicamente no reintegrables, que se valoran por el importe concedido o valor nominal o por el valor razonable de los activos entregados, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

Estas subvenciones se imputan linealmente a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los Estados Financieros de Repsol YPF se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones que resultan exigibles por parte de la empresa en virtud de gastos o pérdidas pasadas y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

c) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, a los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como a los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas y ramales. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado, que varía entre 20 y 50 años.

3.18. Arrendamientos

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad del activo, en su caso, puede o no ser transferida.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea más corto.

Los gastos financieros derivados de la actualización financiera del pasivo registrado se cargan en la línea "cargas financieras" de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los ingresos o gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la línea "Otros ingresos" u "Otros gastos" de la cuenta de resultados según se incurren.

3.19. Impuesto sobre beneficios

Repsol YPF registra, en la cuenta de resultados del ejercicio, el importe devengado del Impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente, que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuestos diferidos identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficio incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 25).

En la línea "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficio, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias en la medida en que éstas se refieran al impuesto sobre beneficio.

3.20. Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, Repsol YPF entra en operaciones de intercambio de productos petrolíferos con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales. Asimismo, el Grupo tampoco registra como ventas del ejercicio aquellas transacciones en las que las cláusulas de los contratos firmados implican que no se transfiere al comprador los riesgos inherentes de la propiedad.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en todos los países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y otros de naturaleza análoga en relación con la producción y/o venta de hidrocarburos. Este hecho ha supuesto en las cuentas de resultados consolidadas de los ejercicios anuales 2007 y 2006 un mayor gasto por importe de 6.969 y 6.524 millones de euros respectivamente, registrado en el epígrafe "Consumos", y un mayor ingreso de similar importe registrado en el epígrafe "Ventas" de la cuenta de resultados adjunta.

Las transacciones entre empresas del Grupo Repsol YPF se realizan de acuerdo con las condiciones de mercado. Estas transacciones generan ingresos, gastos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

3.21. Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrirse de los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, los tipos de cambio o la variación de los precios de determinadas "commodities". Estos derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda (ver nota 3.10. a).

El valor razonable de los derivados financieros se ha estimado descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés y tipos de cambio vigentes en las fechas de cierre del balance de situación e incluyendo diferenciales acordes con las condiciones de riesgo crediticio de cada instrumento. Para algunos instrumentos derivados, se utiliza como referencia complementaria el valor de mercado facilitado por las Entidades Financieras. Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 38.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se registran en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto son llevados a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en la línea “Diferencias de conversión” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos. Cuando la operación en el extranjero es vendida o se dispone de la misma de cualquier otra forma, las ganancias y pérdidas acumuladas en patrimonio neto son incluidas en la cuenta de resultados.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la cuenta de resultados.

El Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior, en lo relativo a si los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas acumulados netos reconocidos en el patrimonio se transfieren al resultado del período.

3.22. Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es en general el valor de uso, calculado a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado. La estimación del coste de capital es específica para cada activo, en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos, incluyendo el riesgo país.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados, para las reservas probadas, por la finalización contractual de los permisos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados están basados en niveles de producción, precios de “commodities” y estimaciones de costes futuros necesarios relacionados a las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costes de producción, tasas de declino de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones a futuro de los mercados para los tres primeros años y posteriormente, en las previsiones a largo plazo disponibles en la comunidad financiera.

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión o desinversión, acordes con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación, es, en general, de cinco años y en los años siguientes se incluye una entrada de fondos igual a la renta perpetua del resultado de las operaciones obtenido en el último año.

3.23. Nuevos estándares emitidos

A continuación se detallan las Normas (NIIF y NIC) e Interpretaciones (CINIIF) y modificaciones a las mismas que, habiendo sido emitidas, todavía no han entrado en vigor a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales:

- CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con acciones propias y del Grupo”, adoptada por el reglamento (CE) nº 611/2007 de la Comisión de 1 de junio de 2007. Esta interpretación se ocupa de la aplicación de NIIF 2 a acuerdos de pagos basados en acciones que incluyen instrumentos de capital de la propia entidad o instrumentos de capital de otra entidad del mismo grupo. Será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de marzo de 2007.
- CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios”. Esta Interpretación se refiere a la contabilización por el operador de las concesiones otorgadas por una entidad pública a un concesionario privado. Será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2008.
- CINIIF 14 “NIC 19: El límite de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción”. Esta interpretación explica cuándo debe considerarse que van a estar disponibles los reembolsos o reducciones en aportaciones futuras a planes de pensiones de prestación definida en relación con el límite para la medición de un activo por beneficios definidos y cómo puede verse afectado un activo o pasivo por pensiones cuando existe una obligación de mantener un nivel mínimo de financiación. Será de aplicación a los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2008.
- CINIIF 13 “Programas de fidelización de clientes”. Esta Interpretación se aplicará a los créditos de fidelización de clientes que una entidad otorga a sus clientes como parte de una transacción o venta, que están sujetos al cumplimiento de condiciones futuras y que los clientes

pueden canjear por bienes gratuitos o a un precio descontado. Será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2008.

- NIIF 8 “Segmentos operativos”. Adoptada por el Reglamento (CE) nº 1358/2007 de la Comisión de 21 de noviembre del 2007. Esta Norma deroga desde su fecha de aplicación a la NIC 14 “Información Financiera por Segmentos”. La principal novedad de esta Norma es que la información a facilitar se basa en los componentes de la entidad que la Dirección utiliza para tomar sus decisiones operativas. Esta Norma será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2009.
- Revisión de la NIC 1 “Presentación de estados financieros”. Propone modificaciones a los nombres y formatos de los EEFF, fundamentalmente al estado de resultados y estado de cambios en el patrimonio neto. La revisión de esta norma es aplicable para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.
- Revisión de la NIC 23 “Costes por intereses”. El cambio más importante introducido es la eliminación de la opción de registrar en el resultado del ejercicio los costes por intereses directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos cualificados, convirtiendo en obligatoria la capitalización de esos intereses. La Revisión de esta Norma es aplicable para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.
- Modificaciones a la NIIF 2 “Condiciones para la consolidación de derechos y cancelaciones”. Esta Modificación a la NIIF 2 Pagos basados en acciones, limita las condiciones para la consolidación de derechos a las condiciones de servicio y las condiciones de desempeño, y señala que todas las cancelaciones recibirán el mismo tratamiento contable. Estas modificaciones son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.
- Revisión de la NIC 27 “Estados financieros consolidados y separados”. Los principales cambios hacen referencia a los efectos patrimoniales del cambio en la participación en una subsidiaria. Esta Revisión de la Norma es de aplicación para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.
- Revisión de la NIIF 3 “Combinaciones de negocios”. Las modificaciones más importantes a esta Norma afectan al cálculo del coste de la combinación, al registro del fondo de comercio y a los efectos en la cuenta de resultados derivados de incrementos en la participación que supongan la adquisición de control sobre una sociedad. Esta Revisión de la Norma es de aplicación obligatoria para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.
- Modificaciones a la NIC 32 “Instrumentos con opción de reventa a Valor Razonable y obligaciones derivadas en la liquidación”. Las modificaciones afectan a diversos instrumentos financieros que actualmente se consideran pasivos financieros y que por su naturaleza pasarán a considerarse instrumentos de patrimonio. Esta modificación es de aplicación obligatoria para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2009.

Para aquellas normas e interpretaciones adoptadas por la Unión Europea, el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente. Se está evaluando el impacto que dichas normas tendrán en las Cuentas anuales consolidadas del Grupo.

En el presente ejercicio, el Grupo ha adoptado la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*, que entró en vigor el 1 de enero de 2007, así como las modificaciones efectuadas en la NIC 1 *Presentación de Estados Financieros* en relación con los desgloses de capital.

Como consecuencia de la adopción de la NIIF 7 y de las modificaciones de la NIC1, los desgloses cualitativos y cuantitativos de las cuentas anuales consolidadas relativos a instrumentos financieros y a la gestión del capital detallados en las notas 4, 5, 13, 19 y 38, han sido ampliados.

Por otra parte, cuatro interpretaciones son también efectivas por primera vez en este ejercicio: CINIIF 7 *Aplicación del procedimiento de reexposición* según la NIC 29, *Información Financiera en economías hiperinflacionarias*, CINIIF 8 *Alcance de la NIIF 2*, CINIIF 9 *Nueva evaluación de derivados implícitos* y CINIIF 10 *Información financiera intermedia y deterioro del valor*. La adopción de estas interpretaciones no ha tenido impacto en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas

Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos asociados a los instrumentos financieros a los que está expuesto el Grupo. A continuación se desglosa información relativa a los mismos requerida por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

La compañía cuenta con una unidad centralizada de Gestión Corporativa de Riesgos, integrada dentro de la Dirección General Económico Financiera, con funciones de control, coordinación y seguimiento del riesgo de mercado y de crédito de todo el grupo, promoviendo las mejores prácticas en estos ámbitos. La Dirección General Económico Financiera es responsable de la gestión del riesgo de liquidez. Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

- 4.1. Riesgo de mercado
- 4.2. Riesgo de liquidez
- 4.3. Riesgo de crédito

4.1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado:

- **Riesgo de tipo de cambio:** los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio, fundamentalmente del dólar frente al euro, debido a que una parte sustancial de los ingresos y alguno de los gastos están denominados o indexados al dólar. Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio.
- **Riesgo de precio de commodities:** como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados. Repsol YPF contrata ocasionalmente derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como coberturas a efectos de su reconocimiento contable.
- **Riesgo de tipo de interés:** el valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo pueden verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés. Repsol YPF contrata ocasionalmente derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura.

En la nota 38 se describen los instrumentos financieros de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2007 y 2006.

Medición

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requieren.

Cuantificación del riesgo de mercado y análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, la financiación recibida neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar (ver notas 13 y 19) e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras, a tipo fijo eran 5.487 y 5.891 millones de euros, respectivamente. Estos importes corresponden al 74% y 73%, respectivamente, del total.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, la financiación neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras en dólares, fue de 4.800 y 5.901 millones de euros respectivamente. Estos importes corresponden al 67% y 75%, respectivamente, del total. Los importes en otras divisas distintas del euro y del dólar fueron de 172 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y de 246 millones de euros a 31 de diciembre de 2006. En ambos casos, el importe corresponde, aproximadamente, a un 2% y un 3% del total en 2007 y 2006, respectivamente.

A continuación se describen la sensibilidad del resultado y de las reservas (diferencias de conversión y/o reservas por valoración a mercado) frente a las variaciones de los principales riesgos de mercado provocada por los instrumentos financieros, de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*. Las estimaciones indicadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables: los incrementos y decrementos de los factores de riesgo en la misma cuantía provocan un impacto similar y de signo opuesto. El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico.

- Riesgo de divisa:** Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, bien directamente o a través de instrumentos derivados de tipo de cambio. Igualmente, mantiene cuentas a pagar y a cobrar en divisas como consecuencia de sus operaciones comerciales. A 31 de diciembre de 2007 y 2006, una apreciación del euro frente al dólar de un 5%, supondría, por su efecto en los instrumentos financieros descritos, un incremento aproximado del resultado neto de 57 y 82 millones de euros, respectivamente, y un incremento aproximado de las reservas de 67 y 75 millones de euros, respectivamente. Las exposiciones al riesgo de otras divisas no son relevantes para el grupo.
- Riesgo de precio de commodities:** a 31 de diciembre de 2007 y 2006, un aumento del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos supondría, por el efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, una disminución aproximada en el resultado neto de 24 y 21 millones de euros, respectivamente.
- Riesgo de tipo de interés:** a 31 de diciembre de 2007 y 2006, un aumento de 0,5 puntos porcentuales en los tipos de interés de todos los plazos de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo supondría un incremento en el resultado neto por importe aproximado de 22 millones de euros en 2007 y una disminución de 8 en 2006, así como un incremento en las reservas por importe aproximado de 12 y 29 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

4.2. Riesgo de liquidez

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

Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. Adicionalmente, el Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.132 y 3.280 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

31 de diciembre de 2007	Fecha vencimiento						Millones de euros (1)
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.838	–	–	–	–	–	8.838
Préstamos y otras deudas financieras	1.714	782	2.224	407	1.113	3.785	10.025
Acciones preferentes	180	180	180	3.156	37	492	4.225
Derivados	58	20	23	19	18	178	316

31 de diciembre de 2006	Fecha vencimiento						Millones de euros (1)
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.590	–	–	–	–	–	7.590
Préstamos y otras deudas financieras	1.805	1.475	1.491	1.973	360	2.966	10.070
Acciones preferentes (2)	156	155	154	154	3.135	550	4.304
Derivados	45	18	18	18	18	262	379

(1) Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

(2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor (ver detalles en la Nota 18). Sin embargo, a efectos de la presentación en estas tablas, se está suponiendo que las emisiones de acciones preferentes en euros (por un nominal de 3.000 millones de euros) vencen en 2011, fecha a partir de la cual Repsol YPF dispone de la opción de cancelarlas. La emisión de acciones preferentes en dólares (por un nominal de 725 millones de dólares) son cancelables desde el año 2002; las cifras indicadas en las tablas suponen que se cancelan transcurridos cinco años, de forma que en el periodo "Siguientes" se incluye únicamente su nominal. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

4.3. Riesgo de crédito

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

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Exposición máxima

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 7.103 y 6.196 millones de euros, respectivamente a 31 de diciembre de 2007 y 2006. Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los criterios:

- La antigüedad de la deuda.
- La existencia de situaciones concursales.
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la nota 13 sobre activos financieros se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2007 y 2006. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

Exposición máxima	Millones de euros	
	2007	2006
Deudas comerciales	7.453	6.577
Derivados	757	691
Efectivo y Equivalente al efectivo	2.585	2.557

El riesgo de crédito de los fondos líquidos e instrumentos financieros derivados es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias a las que las agencias de calificación internacionales han asignado altas calificaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. Ningún cliente representa más de un 2% del importe total de estas cuentas por cobrar.

Política de garantías

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

A 31 de diciembre de 2007, el Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.547 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006, esta cifra se situó en 2.687 millones de euros. De este importe, las deudas comerciales a 31 de diciembre de 2007 y 2006 están cubiertas con garantías por un importe de 792 y 554 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2007, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 19 millones de euros. En 2006 esta cifra se situó en 7 millones de euros.

Activos financieros en mora no deteriorados

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda vencida no provisionada:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Deuda no vencida	5.934	5.219
Deuda vencida 0-30 días	538	489
Deuda vencida 31-180 días	454	350
Deuda vencida mayor a 180 días (1)	177	138
Total	7.103	6.196

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 13.2.

5. Gestión del capital

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura de capital objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista.

La cuantificación de la estructura de capital objetivo se establece como relación entre la financiación neta y los del patrimonio neto, de acuerdo al ratio:

Financiación neta

Financiación neta + Patrimonio Neto.

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- La financiación neta incluye la deuda financiera neta y las acciones preferentes.
- Como parte de la política de prudencia financiera, Repsol YPF ha formulado el compromiso de mantener disponibilidades líquidas superiores a los vencimientos de deuda a corto plazo y como consecuencia tiene un considerable volumen de inversiones financieras. Por ello, este ratio refleja con mayor fidelidad la solvencia del grupo, utilizando el concepto de deuda neta, y no de deuda bruta, y por lo tanto, se deducen de ésta las inversiones financieras.
- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración dentro del numerador de este ratio, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al Capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda.

La deuda financiera neta incluye los siguientes epígrafes del Balance consolidado a 31 de diciembre de 2007:

	2007	2006
Préstamos y deudas financieras corrientes y no corrientes (nota 19)	8.148	8.594
Pasivos financieros por derivados de tipo de interés (nota 38)	(182)	(270)
Activos financieros corrientes y no corrientes:		
– Valorados a Valor razonable con cambios en resultados (excepto por valoración a mercado de derivados) (nota 13.1)	(138)	(58)
– Activos financieros mantenidos a vencimiento (nota 13.3)	(3.521)	(3.388)
Activos financieros por derivados de cobertura de tipo de cambio (nota 38)	(814)	(482)
Deuda financiera neta	3.493	4.396
Acciones preferentes (nota 19)	3.418	3.445
Financiación neta	6.911	7.841

La evolución y el análisis de este ratio se realiza de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro del mismo como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del grupo Repsol YPF. A 31 de diciembre de 2007 y 2006, este ratio se ha situado en el 26,5% y el 30,3%, respectivamente.

6. Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos y (iv) test de recuperación de activos (ver nota 3.9).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 7 y 14).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol YPF realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver nota 37).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

7. Propiedades, planta y equipo

La composición y el movimiento del epígrafe "Propiedades, planta y equipo" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2007 y 2006 es la siguiente:

	<i>Millones de euros</i>							
	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2006	2.426	17.376	28.719	666	1.405	1.591	1.291	53.474
Inversiones (1)	27	530	3.080	276	8	384	1.112	5.417
Retiros o bajas	(18)	(89)	(553)	(66)	(4)	(112)	(40)	(882)
Diferencias de conversión	(74)	(517)	(2.843)	(57)	(70)	(75)	(31)	(3.667)
Variación del perímetro de consolidación	1	3	25	–	3	10	–	42
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(103)	754	(2.085)	140	(3)	(192)	(790)	(2.279)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	2.259	18.057	26.343	959	1.339	1.606	1.542	52.105
Inversiones (1)	173	364	2.008	422	13	58	1.390	4.428
Retiros o bajas (3)	(211)	(155)	(28)	(53)	(6)	(31)	(2)	(486)
Diferencias de conversión	(61)	(432)	(2.928)	(56)	(66)	(62)	(69)	(3.674)
Variación del perímetro de consolidación	(59)	299	1	1	(1)	(3)	–	238
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	8	566	1.735	45	105	(57)	(866)	1.536
Saldo a 31 de diciembre de 2007	2.109	18.699	27.131	1.318	1.384	1.511	1.995	54.147
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2006	(875)	(10.275)	(16.942)	(489)	(561)	(1.028)	–	(30.170)
Amortizaciones	(57)	(857)	(1.744)	(185)	(47)	(74)	–	(2.964)
Retiros o bajas	6	73	545	64	4	15	13	720
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (4)	(4)	(31)	(212)	–	–	(3)	(1)	(251)
Diferencias de conversión	31	289	1.671	33	49	24	–	2.097
Variación del perímetro de consolidación	–	–	(11)	–	(1)	(4)	–	(16)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	221	109	1.523	(12)	7	132	(26)	1.954
Saldo a 31 de diciembre de 2006	(678)	(10.692)	(15.170)	(589)	(549)	(938)	(14)	(28.630)
Amortizaciones	(57)	(876)	(1.685)	(280)	(46)	(79)	–	(3.023)
Retiros o bajas	8	136	13	50	5	13	–	225
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	12	16	(10)	(1)	–	(10)	–	7
Diferencias de conversión	24	270	1.753	32	47	29	–	2.155
Variación del perímetro de consolidación	18	19	–	–	–	2	–	39
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(4)	140	(1.271)	(7)	1	(117)	14	(1.244)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(677)	(10.987)	(16.370)	(795)	(542)	(1.100)	–	(30.471)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2006 (5)	1.581	7.365	11.173	370	790	668	1.528	23.475
Saldo neto a 31 de diciembre de 2007 (5)	1.432	7.712	10.761	523	842	411	1.995	23.676

(1) En 2007 las principales inversiones se han realizado en Argentina (1.311 millones de euros), en Estados Unidos (616 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (566 millones de euros), en Canadá (194 millones de euros) y en España (1.326 millones de euros). En 2006 las principales inversiones se realizaron en Argentina (1.222 millones de euros), en Estados Unidos (1.838 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (689 millones de euros) y en España (954 millones de euros).

(2) En 2007 se incluyen 228 millones de euros netos correspondientes a una reclasificación desde activos disponibles para la venta y 106 millones de euros corresponden a un buque adquirido en arrendamiento financiero para el transporte de GNL. En 2006 incluía 310 millones de euros netos de amortización correspondientes a la reclasificación a activos disponibles para la venta, 253 millones de euros por alta de provisión por desmantelamiento de campos (ver nota 20) y 132 millones de euros de traspaso a activos intangibles.

(3) Corresponde a la venta de la parcela descrita en la nota 27.

(4) (Ver nota 14).

(5) A 31 de diciembre de 2007 y 2006 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 651 y 758 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 722 y 1.995 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 841 y 1.528 millones de euros a 31 de diciembre de 2006, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe propiedades, planta y equipo incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.734 y 8.452 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 3. En 2007 y 2006, el coste medio de la financiación ajena ha sido 6,44% y 6,14% y el importe activado por este concepto ha ascendido a 95 y 35 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados minorando el epígrafe de "Cargas financieras" de las Cuentas de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe propiedades, planta y equipo se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo Repsol YPF sobre concesiones administrativas, por un importe al 31 de diciembre de 2007 y 2006 de 117 y 89 millones de euros, respectivamente; estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2007 y 2054.

En los ejercicios 2007 y 2006 se incluyen 696 y 640 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 673 y 593 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol YPF asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos de propiedades, planta y equipo, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

8. Propiedades de inversión

El movimiento de las propiedades de inversión en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2006	68	(14)	54
Retiros o bajas	(27)	10	(17)
Dotación de amortización y otros movimientos	(3)	–	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	38	(4)	34
Retiros o bajas	–	–	–
Dotación de amortización y otros movimientos	–	–	–
Saldo a 31 de diciembre de 2007	38	(4)	34

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2007 y 2006 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 101 y 57 millones de euros respectivamente.

Durante el ejercicio 2007 los ingresos relacionados con las propiedades de inversión han sido inferiores a 1 millón de euros. Los ingresos registrados en el ejercicio 2006 relacionados con las propiedades de inversión ascendieron a 136 millones de euros de los cuales 130 millones de euros corresponden a los beneficios de la venta de dos edificios.

9. Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
YPF, S.A.	1.927	2.152
Gas Natural SDG, S.A.	321	321
Refap, S.A.	254	236
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Empresas Lipigas, S.A.	80	86
EESS de Repsol Comercial P.P.	93	93
Buenergía Gas & Power, Ltd.	36	40
Grupo Dersa	29	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Nettis	24	24
Grupo Generación México	26	–
Otras compañías	218	141
Saldo al cierre del ejercicio	3.308	3.422

Cuentas anuales consolidadas

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Saldo al inicio del ejercicio	3.422	3.773
Adquisiciones	41	1
Variaciones del perímetro de consolidación	–	3
Desinversiones	(1)	(1)
Diferencias de conversión	(229)	(277)
Saneamientos	–	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos	75	(75)
Saldo al cierre del ejercicio	3.308	3.422

Las principales adquisiciones de 2007 han sido el Grupo Generación México (ver nota 31), por la que se ha adquirido un fondo de comercio que asciende a 26 millones de euros, y la de participaciones adicionales en sociedades del Grupo Gas Natural (principalmente Gas Natural Argentina SDG, S.A., Invergas, S.A. Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A.) por las que se ha generado un fondo de comercio de 11 millones de euros. En 2006 no hubo adquisiciones significativas.

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Fondo de comercio bruto	3.320	3.434
Pérdidas de valor acumuladas	(12)	(12)
Fondo de comercio neto	3.308	3.422

Durante el año 2007 no se registraron saneamientos en el fondo de comercio. En el ejercicio 2006 se registró el saneamiento del fondo de comercio correspondiente al negocio de GLP en la India por importe de 2 millones de euros.

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

El Fondo de Comercio, a efectos de la realización de la prueba por deterioro, se asigna a las Unidades Generadoras de Efectivo del Grupo identificadas según el negocio al que pertenecen. A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	<i>Millones de euros</i>					
	A 31 de diciembre de 2007			A 31 de diciembre de 2006		
	YPF	Resto	TOTAL	YPF	Resto	TOTAL
Exploración y producción	1.316	81	1.397	1.470	7	1.477
Refino y Marketing	526	816	1.342	588	810	1.398
Química	85	–	85	94	–	94
Gas y electricidad	–	484	484	–	453	453
Total	1.927	1.381	3.308	2.152	1.270	3.422

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente posibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo superen los importes recuperables a 31 de diciembre de 2007.

En el caso de Argentina, para determinar los valores razonables en el negocio de Downstream se ha tenido en cuenta un escenario que conlleva recuperar progresivamente durante los próximos años una situación económica similar a la existente con anterioridad al cambio en la convertibilidad del peso respecto al dólar. En todo caso, el negocio de Refino y Marketing de YPF en Argentina tiene un alto grado de integración con el negocio de Upstream de dicha compañía.

10. Otros activos intangibles

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2007 y 2006 son los siguientes:

	<i>Millones de euros</i>					
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Derechos emisión	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Otro inmovilizado	Total
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2006	757	80	196	145	778	1.956
Inversiones (1)	23	3	7	19	107	159
Retiros o bajas	(31)	–	(7)	6	(37)	(69)
Diferencias de conversión	(33)	–	(5)	(1)	(14)	(53)
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	1	1
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(26)	177	25	(4)	86	258
Saldo a 31 de diciembre de 2006	690	260	216	165	921	2.252
Inversiones (1)	9	2	10	18	106	145
Retiros o bajas	(15)	(5)	(13)	(2)	(18)	(53)
Diferencias de conversión	(28)	–	(5)	–	(16)	(49)
Variación del perímetro de consolidación	(27)	–	–	–	(12)	(39)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	42	(190)	23	(16)	(53)	(194)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	671	67	231	165	928	2.062
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2006	(359)	–	(147)	(124)	(323)	(953)
Amortizaciones	(32)	–	(13)	(8)	(68)	(121)
Retiros o bajas	28	–	7	(3)	30	62
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	59	(181)	–	–	(8)	(130)
Diferencias de conversión	11	–	3	–	10	24
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	(1)	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos	39	–	(15)	1	(3)	22
Saldo a 31 de diciembre de 2006	(254)	(181)	(165)	(134)	(363)	(1.096)
Amortizaciones	(31)	–	(16)	(7)	(65)	(119)
Retiros o bajas	9	3	12	2	6	32
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(10)	(67)	–	–	–	(77)
Diferencias de conversión	12	–	3	–	8	23
Variación del perímetro de consolidación	8	–	–	–	9	17
Reclasificaciones y otros movimientos	29	181	(4)	6	(35)	177
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(237)	(64)	(170)	(133)	(440)	(1.043)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2006	436	79	51	32	558	1.156
Saldo neto a 31 de diciembre de 2007	434	3	61	32	488	1.018

(1) Las inversiones en 2007 y 2006 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 145 y 151 millones de euros, respectivamente.

(2) En el ejercicio 2007, la columna "Derechos de Emisión" incluye 67 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2007 de acuerdo con el plan de asignación nacional y la baja de los derechos correspondientes al ejercicio 2006 por importe de 257 millones de euros. En 2006 la columna "Derechos de Emisión" incluye 257 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2006 de acuerdo con el plan de asignación nacional y la baja de los derechos correspondientes al ejercicio 2005 por importe de 80 millones de euros.

Repsol YPF no posee activos intangibles con vida útil indefinida a 31 de diciembre de 2007 y 2006.

Durante el ejercicio 2007 el Grupo ha recibido gratuitamente derechos de emisión equivalentes a 11,6 millones de toneladas de CO₂ conforme al plan nacional de asignación, valorados en 67 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2008 por 11,6 millones de toneladas de CO₂.

Los consumos de derechos de emisión de CO₂ del Grupo en 2007 han ascendido a 11,3 millones de toneladas. En el ejercicio 2007 se ha producido una depreciación del valor de los derechos de emisión, lo que ha dado lugar a la dotación de una provisión por depreciación de 67 millones de euros que se ha visto compensada, en un importe equivalente, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

Cuentas anuales consolidadas

El gasto neto en la cuenta de resultados en el ejercicio 2007 por la emisión de CO₂ ha sido inferior a 1 millón de euros, mientras que en 2006 ascendió a 4 millones de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en el ejercicio 2007 y 2006 a 77 y 72 millones de euros respectivamente.

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva y las concesiones administrativas son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.7 de la nota 3.

11. Activos disponibles para la venta

A 31 de diciembre de 2007 Repsol YPF tiene activos disponibles para la venta por importe de 80 millones de euros que corresponden, fundamentalmente, a activos para la generación de energía eléctrica en Venezuela.

A 31 de diciembre de 2006 los 249 millones de euros registrados en este epígrafe correspondían fundamentalmente a activos de exploración y producción en Argentina, que durante el ejercicio 2007 se han reclasificado a los epígrafes correspondientes de activo y pasivo al dejar de cumplir los requisitos para su clasificación como disponibles para la venta.

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2007 y 2006, son las siguientes:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Propiedades, planta y equipo	67	310
Activos corrientes	14	–
Total de activos disponibles para la venta	81	310
Pasivos relacionados con los activos clasificados como disponibles para la venta	(1)	(61)
Total de activos netos disponibles para la venta	80	249

12. Inversiones registradas por puesta en equivalencia

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido consolidadas por puesta en equivalencia a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	56	121
West Siberian Resources	51	70
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	51	60
Peru LNG Company Llc	144	44
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	35	39
Transierra, S.A.	35	34
Dynasol Elastómeros, S.A. de CV	27	29
Atlantic LNG 4	21	24
Oleoductos del Valle, S.A.	16	22
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	22	20
Terminales Marítimos Patagónicos, S.A. (Termap)	10	11
Enirepsa Gas Limited	28	–
Otras sociedades puestas en equivalencia	41	47
Total	537	521

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades consolidadas del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Saldo al inicio del ejercicio	521	399
Adquisiciones (1)	158	123
Desinversiones (2)	(38)	–
Variaciones del perímetro de consolidación (3)	–	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (4)	109	139
Dividendos repartidos	(179)	(136)
Diferencias de conversión	(48)	(38)
Reclasificaciones y otros movimientos	14	37
Saldo al cierre del ejercicio	537	521

(1) En 2007 y 2006 corresponde, fundamentalmente, a las aportaciones o adquisiciones en Perú LNG, ENIREPSA y West Siberian Resources.

(2) En 2007 incluye básicamente la venta del 10% de CLH realizada por Repsol YPF, S.A.

(3) En 2006 correspondía principalmente al cambio de método de consolidación de Productos y Servicios Petrolíferos (PSP), R. Chemie, y Red Electrónica de Distribución (RED).

(4) En 2007 los resultados más significativos corresponden a Atlantic LNG (63 millones de euros) y CLH (59 millones de euros). En 2006 los resultados más significativos correspondían a Atlantic LNG (71 millones de euros) y CLH (83 millones de euros).

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión, basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por puesta en equivalencia:

Sociedad	% participación
Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), S.A.	15,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	9,90%
Transportadora de Gas de Perú - TGP	10,00%
West Siberian Resources Ltd.	10,12%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.(1)	18,00%

(1) Sociedad participada a través del Grupo Gas Natural, consolidado por integración proporcional.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2007 y 2006 (ver Anexo I):

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Total Activos	1.730	1.933
Total Patrimonio	537	439
Ingresos	776	916
Resultado del periodo	109	139

13. Activos financieros corrientes y no corrientes

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2007 y 2006, clasificados por clases y por vencimiento es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>					
	2007			2006		
	Activos financieros no corrientes	Corrientes	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros no corrientes	Corrientes	Efectivo y equivalentes al efectivo
1. Valorados a valor razonable con cambios en resultados	69	64	10	–	72	–
2. Cuentas por cobrar	298	7.707	–	152	6.725	–
3. Activos mantenidos a vencimiento	743	203	2.575	607	225	2.557
4. Disponibles para la venta	138	–	–	160	–	–
5. Derivados de cobertura (ver nota 38)	700	52	–	599	78	–
Total	1.948	8.026	2.585	1.518	7.100	2.557

Los importes descritos en la columna “Corrientes” incluyen las partidas del balance que se detallan a continuación:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Clientes y otras cuentas a cobrar	7.760	6.813
Inversiones financieras temporales	266	287
Total	8.026	7.100

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

13.1. Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

La composición en los ejercicios 2007 y 2006 de los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados ha sido la siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Activos por valoración a mercado de derivados		
Corrientes	5	14
Otros activos financieros		
Corrientes	69	58
No corrientes	69	0
Total	143	72

13.2. Préstamos y cuentas por cobrar corrientes

Incluye los siguientes conceptos:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Clientes	6.117	5.552
Otros deudores	1.940	1.554
(Menos: provisión para insolvencias)	(350)	(381)
Total (1)	7.707	6.725

(1) El epígrafe “Clientes y otras cuentas a cobrar” del balance de situación incluye, además de los conceptos “Clientes”, “Otros deudores” y “Provisión para insolvencias” descritas en el detalle adjunto, 53 y 88 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente correspondientes a la valoración a mercado de determinados derivados sobre operaciones comerciales incluidos en las líneas “Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados” y “Derivados de cobertura” del cuadro incluido al inicio de esta nota.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Saldo al inicio del ejercicio	381	375
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	2	46
Variaciones de perímetro de consolidación	(8)	-
Bajas	(7)	(14)
Diferencias de conversión	(18)	(26)
Saldo al cierre del ejercicio	350	381

13.3. Activos financieros mantenidos a vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	<i>Valor contable</i>		<i>Valor razonable</i>	
	2007	2006	2007	2006
Inversiones financieras no corrientes	743	607	803	612
Inversiones financieras temporales	203	225	203	225
Equivalentes de efectivo	1.891	2.197	1.891	2.197
Caja y bancos	684	359	684	359
	3.521	3.388	3.581	3.393

Entre las inversiones financieras corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades no consolidadas y préstamos a sociedades consolidadas por la parte no eliminada en el proceso de consolidación por importe de 345 y 432 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente. Estos préstamos han devengado un interés medio del 9,54% y 10,15% en 2007 y 2006.

El resto de las inversiones financieras, que ascienden a 3.176 y 2.956 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 4,54% y 3,27% en 2007 y 2006, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
Vencimiento en	2007	2006
2009	11	11
2010	43	47
2011	4	4
2012	15	13
Años posteriores	670	532
Total	743	607

13.4. Activos financieros disponibles para la venta

Corresponden fundamentalmente a participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El importe más significativo en 2007 y 2006 corresponde a la participación que Gas Natural posee en ENAGAS.

En el ejercicio 2006 también se incluía la participación en Naturgas Energía Grupo S.A. (participada a través de Gas Natural) que se ha vendido en 2007 generando un beneficio neto de 20 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias, y reduciendo la reserva por valoración.

14. Pérdida de valor de los activos

Repsol YPF realiza, al menos anualmente o, siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, una valoración de sus activos intangibles, elementos de propiedades, planta y equipo u otros activos fijos, así como del fondo de comercio, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.

Durante el ejercicio 2007 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes han ascendido a 70 millones de euros, de las cuales 67 millones de euros corresponde a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 10) y cuyo efecto se ha visto compensado por un ingreso de importe equivalente procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2007, de forma que el gasto neto en la cuenta de resultados de 2007 por la emisión de CO₂ ha sido inferior a 1 millón de euros.

El resto de las correcciones valorativas que ascienden a una dotación neta de 3 millones de euros, corresponden fundamentalmente a:

- Las pérdidas de valor registradas en Ecuador y Argentina por importe de 56 y 29 millones de euros respectivamente, originadas fundamentalmente por la evolución desfavorable de los parámetros de negocio.
- Los ingresos derivados de la reversión de provisiones registradas en ejercicios anteriores en Trinidad y Tobago y Portugal, como consecuencia de la evolución positiva de los parámetros de negocio por importe de 49 y 33 millones de euros respectivamente.

Durante el ejercicio 2006, las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 383 millones de euros de las cuales 181 millones de euros corresponde a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 10) y cuyo efecto se vio compensado por un ingreso de importe equivalente procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2006, de forma que el gasto neto en la cuenta de resultados en 2006 por la emisión de CO₂ ascendió a 4 millones de euros.

El resto de las correcciones valorativas del ejercicio 2006 se refieren, fundamentalmente, a activos de exploración y producción por importe de 223 millones de euros que corresponden a:

- Una provisión de 50 millones en Trinidad y Tobago, como consecuencia de la reevaluación de la comercialidad de determinados campos en los que participa.
- Una provisión de 66 millones de euros en Argentina distribuida en varios campos en los que se participa, fundamentalmente por la evolución de los parámetros de negocio.
- En Dubai, como consecuencia de la rescisión anticipada del contrato, se ha registrado una provisión de 50 millones de euros que, una vez deducido el efecto fiscal, ha supuesto una pérdida neta de 11 millones de euros.
- En Ecuador, Venezuela y Argelia se han registrado 49 millones de provisión, derivados, igualmente, de la propia evolución de los parámetros del negocio.

15. Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2007 y 2006 es la siguiente:

	Coste	Provisión por depreciación	Neto
<i>Millones de euros</i>			
A 31 de diciembre de 2007			
Crudo y gas natural	1.543	–	1.543
Productos terminados y semiterminados	2.302	(2)	2.300
Materiales y otras existencias	863	(31)	832
Total	4.708	(33)	4.675
A 31 de diciembre de 2006			
Crudo y gas natural	1.343	(55)	1.288
Productos terminados y semiterminados	1.891	(58)	1.833
Materiales y otras existencias	782	(29)	753
Total	4.016	(142)	3.874

A 31 de diciembre de 2007 el importe de las existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ascendió a 144 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas es una ganancia de 3 millones de

euros. A 31 de diciembre de 2006 el importe de estas existencias ascendió a 165 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas fue una pérdida de 4 millones de euros.

El Grupo Repsol YPF cumple, tanto a 31 de diciembre de 2007 como a 31 de diciembre de 2006, con los requisitos sobre existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 1.2), a través de las sociedades españolas que integran el Grupo.

16. Patrimonio neto

16.1. Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2007 y 2006 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas, de Nueva York y de Buenos Aires.

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A. limitan al 10% del Capital Social con derecho a voto el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 9 de mayo de 2007, autorizó al Consejo de Administración, durante un plazo de dieciocho meses, para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades controladas, hasta un número máximo de acciones que no excediera del 5% del capital social y por precio o valor de contraprestación no inferior al valor nominal de las acciones ni superior a su cotización en Bolsa. Este acuerdo dejó sin efecto la autorización en los mismos términos y por el mismo plazo aprobada en la anterior Junta General Ordinaria celebrada el 16 de junio de 2006.

En virtud de dicha autorización Repsol YPF, S.A. ha adquirido, durante el ejercicio 2007, 4.462.665 acciones propias, que representan el 0,366% del capital, por un importe de 110,69 millones de euros, con un valor nominal de 4,46 millones de euros. Asimismo, se han enajenado el mismo número de acciones, 4.462.665 acciones, por un importe de 114,30 millones de euros. El importe resultante de estas operaciones ha sido de 3,61 millones de euros que ha quedado registrado en el epígrafe "Beneficios retenidos".

A 31 de diciembre de 2007 el Grupo no mantiene acciones de la sociedad dominante ni directamente ni a través de sociedades participadas.

A la última fecha disponible las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp. (2)	14,29
Petróleos Mexicanos	4,90
Chase Nominees, Ltd.	9,83
Axa, S.A. (3)	4,21

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

(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,27% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

(3) Axa, S.A. ostenta su participación a través de Alliance Bernstein y otras filiales del Grupo Axa.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, han informado a la CNMV el pasado 18 de enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. Según la información presentada en la CNMV, dichas entidades son sociedades gestoras de instituciones de inversión colectiva, sin que la entidad dominante de éstas (Barclays Global Investors UK Holdings, Ltd.) de instrucciones directas o indirectas para el ejercicio de los correspondientes derechos de voto poseídos por dichas sociedades gestoras.

A 31 de diciembre de 2007 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Cuentas anuales consolidadas

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsa	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	24,38	25,58	euros
			Buenos Aires	112,50	117,55	pesos
			Nueva York	35,63	36,99	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	40,02	41,48	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	130,00	126,38	pesos
			Nueva York	43,15	40,00	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	36.063.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	29,50	38,60	Soles
Empresa Petrolera Andina, S.A. (1)	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH		2,54%				
Serie A	90.000		Bolsas de valores españolas			euros
Serie D	1.689.049		(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	59,00	59,06	

(1) Empresa Petrolera Andina S.A no ha tenido movimientos durante el ejercicio 2007.

16.2. Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2007 y 2006 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

16.3. Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

16.4. Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

16.5. Diferencias de conversión

Recogen las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 2, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el epígrafe 3.21 de la nota 3 (ver nota 38).

16.6. Reservas por valoración a mercado

El saldo a 31 de diciembre de 2007 refleja, neto del efecto fiscal, los siguientes conceptos: (i) la parte efectiva de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver epígrafe 3.21 de la Nota 3 y Nota 38), y (ii) los beneficios y pérdidas correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

El movimiento en este epígrafe en los ejercicios 2007 y 2006 se describe a continuación:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Saldo a 1 de enero	1	74
Activos financieros disponibles para la venta		
– Ajustes por valoración	13	14
– Transferencia al resultado	(20)	(60)
Total	(7)	(46)
Instrumentos de cobertura de flujos de efectivo		
– Ajustes por valoración (1)	(20)	(49)
– Transferencia al resultado	23	22
Total	3	(27)
Saldo a 31 de diciembre	(3)	1

(1) En 2006 se incluye una reducción de las reserva por valoración a mercado por importe de 103 millones de euros que fueron reclasificadas a diferencias de conversión durante el ejercicio 2006 en relación con las coberturas de inversión neta.

16.7. Beneficios retenidos

Este epígrafe incluye, entre otros conceptos, la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004).

16.8. Patrimonio neto atribuido a los accionistas minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los accionistas minoritarios a 31 de diciembre de 2007 y 2006 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Refinería La Pampilla, S.A.	107	88
Empresa Petrolera Andina	228	208
Petronor, S.A.	97	95
YPF, S.A.	61	58
CEG y CEG Río	47	41
Repsol Comercial de P.P., S.A.	28	37
Gas Natural ESP	26	26
Gas Natural México, S.A. de CV	14	14
Otras compañías	43	42
Total	651	609

17. Dividendos

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2007 y 2006 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2007 este importe ha ascendido a 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción) y en 2006 a 440 millones de euros (0,36 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2006, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 9 de Mayo de 2007, ascendió a 440 millones de euros (0,36 euros brutos por acción).

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2007 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2007, pagadero a partir del 9 de julio de 2008 de 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción).

A la vista del estado contable que se ha formulado y de las líneas de crédito no dispuestas, Repsol YPF, S.A. contaba, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con los requisitos de los artículos 194.3 y 216 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

18. Acciones preferentes

El Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de acciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares con las siguientes características:

– Dividendo:	7,45% anual, pagadero trimestralmente.
– Plazo:	perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del quinto año al valor nominal.
– Garantía:	subordinada de Repsol YPF, S.A.
– Retribución:	el pago de dividendos preferentes está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias. Si no se devenga el dividendo, no hay obligación posterior de pagarlo.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de acciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

– Dividendo:	variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo será pagadero trimestralmente.
– Plazo:	perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
– Garantía:	subordinada de Repsol YPF, S.A.
– Retribución:	el pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2007 y 2006 ha ascendido a 3.418 y 3.445 millones de euros, respectivamente. Para mayor detalle ver la nota 19 sobre financiación recibida.

19. Financiación recibida

El detalle de la financiación ajena recibida, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2007 y 2006, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Valor contable		Valor razonable	
	2007	2006	2007	2006
Financiación no corriente				
Acciones preferentes	3.418	3.445	3.491	3.594
Obligaciones y bonos	4.765	3.561	4.693	3.770
Préstamos	1.700	3.209	1.693	3.204
Pasivos por valoración a mercado de derivados financieros no corrientes	182	268	182	268
Financiación corriente				
Obligaciones y bonos	199	526	199	532
Préstamos	1.284	1.020	1.284	1.021
Pasivos por valoración a mercado de derivados financieros corrientes	18	10	17	10
Total	11.566	12.039	11.559	12.399

La distribución de la financiación por divisas y vencimientos a 31 de diciembre de 2007 y 2006 se detalla en el apartado 4.2 sobre el riesgo de liquidez en la nota 4.

Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase nota 38.3 Coberturas de inversión neta).

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2007		2006	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Acciones Preferentes	3.433	5,36%	3.462	5,38%
Obligaciones	4.844	5,30%	4.853	5,57%
Préstamos	2.850	6,67%	3.694	5,60%
Total	11.127	5,67%	12.009	5,52%

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 4.414 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.425 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default"), y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 112 millones de euros (correspondientes a un nominal de 113 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default"), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un 25% del importe total del capital de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

20. Provisiones para riesgos y gastos

El saldo a 31 de diciembre de 2007 y 2006, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2007 y 2006, han sido los siguientes:

	Provisiones no corrientes				Provisiones corrientes		
	Provisiones no corrientes	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	Total	Provisión para pensiones (3)		Total
					para pensiones (3)	Otras provisiones	
Saldo a 1 de enero de 2006	95	683	2.100	2.878	5	185	190
Dotaciones con cargo a resultados (1)	8	54	564	626	2	83	85
Aplicaciones con abono a resultados (4)	–	–	(142)	(142)	–	(3)	(3)
Cancelación por pago	(17)	(11)	(295)	(323)	–	(132)	(132)
Variaciones del perímetro de consolidación	–	3	–	3	–	–	0
Diferencias de conversión	(10)	(67)	(114)	(191)	(1)	(16)	(17)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(1)	193	(383)	(191)	5	169	174
Saldo a 31 de diciembre de 2006	75	855	1.730	2.660	11	286	297
Dotaciones con cargo a resultados (1)	10	62	443	515	2	85	87
Aplicaciones con abono a resultados (4)	(4)	(2)	(122)	(128)	(1)	(3)	(4)
Cancelación por pago	(3)	(15)	(139)	(157)	(13)	(130)	(143)
Variaciones del perímetro de consolidación	–	–	–	–	–	(2)	(2)
Diferencias de conversión	(7)	(84)	(102)	(193)	–	(15)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(5)	115	(242)	(132)	4	62	66
Saldo a 31 de diciembre de 2007	66	931	1.568	2.565	3	283	286

(1) Dentro del epígrafe "Otras provisiones", en el ejercicio 2007, las dotaciones corresponden fundamentalmente a (i) una dotación de 22 millones de euros por planes de reestructuración de plantillas, (ii) una dotación de 90 millones de euros correspondientes a contingencias medioambientales y (iii) una dotación de 246 millones de euros para litigios. También incluye 81 millones de actualización financiera de las provisiones. En el ejercicio 2006 incluía principalmente (i) una dotación de 20 millones de euros por planes de reestructuración de plantillas, (ii) una provisión de 80 millones de euros por las emisiones de CO₂ a la atmósfera realizadas en el ejercicio, (iii) una dotación de 82 millones de euros correspondientes a contingencias medioambientales y (iv) una dotación de 244 millones de euros para litigios. También incluye 58 millones de actualización financiera de las provisiones.

(2) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 54 y 253 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente, correspondientes al alta durante los citados ejercicios de provisión por desmantelamiento de campos (ver nota 7).

(3) Ver nota 21.

(4) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

21. Provisión para pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Las principales características de los planes de aportación definida reconocidos por el Grupo se describen en el apartado 16 de la nota 3.

El coste anual cargado en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de resultados en relación con estos planes de pensiones ha ascendido a 37 y 32 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

b) Planes de Previsión de directivos. Plan mixto de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada

El coste cargado en el año 2007 en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de resultados ha ascendido a 9 millones de euros. En el ejercicio 2006 como consecuencia de la transformación de los sistemas de compensación anteriores citados en el apartado 16 de la nota 3 y de las aportaciones al plan correspondientes a 2006, ascendieron a 6 millones de euros.

c) Planes de prestación definida

El Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2007 poseía dos planes de estas características:

c.1 Planes de pensiones, planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales y prestaciones por sanidad y riesgos de fallecimiento de una filial de YPF.

Los trabajadores a tiempo completo de dicha sociedad tienen reconocidos planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros. Las prestaciones de los mismos están basadas en los años de servicio y en las compensaciones generadas durante los años en activo. Esta Compañía tiene además otros planes de pensiones no contributivos para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo.

El pasivo registrado en concepto de planes de pensiones a 31 de diciembre de 2007 y 2006 asciende a 11 y 18 millones de euros, respectivamente. Dicho importe se obtiene, fundamentalmente, de las obligaciones por prestaciones con los empleados (76 y 83 millones de euros en el ejercicio 2007 y 2006, respectivamente) menos el valor razonable de los activos afectos al plan, neto de las pérdidas actuariales no reconocidas, por importe de 65 y 65 millones de euros, respectivamente.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas en 2007 y 2006 han sido las siguientes:

	Millones de euros	
	%	
	2007	2006
Tasa de descuento	6	6
Rendimiento esperado de los activos del Plan	7	7
Tasa de incremento salarial	N/A	5,5

Asimismo, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados. El importe registrado en la cuenta de resultados con respecto a estos planes en los ejercicios 2007 y 2006 ha ascendido a 2 y 3 millones de euros, respectivamente.

c.2 El Grupo Gas Natural también posee planes de pensiones para empleados en España, Brasil e Italia. Las cantidades reconocidas en el balance para hacer frente a estas obligaciones en el epígrafe "Provisiones para riesgos y gastos" ascendían a 20 y 18 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 2006, respectivamente.

22. Otros pasivos no corrientes

Este capítulo incluye las partidas que se detallan a continuación:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 23)	632	561
Fianzas y depósitos (1)	221	220
Subvenciones y otros ingresos diferidos	278	224
Otros	413	229
Total	1.544	1.234

(1) El epígrafe de fianzas y depósitos recibidos recoge básicamente los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

El detalle del saldo a 31 de diciembre de 2007 y 2006 correspondiente a subvenciones y otros ingresos diferidos es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Subvenciones relacionadas con activos		
Construcción de infraestructura gasista	73	63
Otras subvenciones	36	38
Subtotal	109	101
Ingresos diferidos		
Ingresos diferidos por activos del inmovilizado		
material recibidos sin contraprestación	7	10
Contraprestación de nuevas acometidas y ramales	54	49
Indemnizaciones por desplazamientos forzosos de la red	33	30
Otros ingresos diferidos	75	34
Subtotal	169	123
Total	278	224

En la cuenta de resultados en 2007 y 2006, se han registrado ingresos de 8 y 9 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones y otros ingresos diferidos. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 5 y 7 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente.

23. Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2007	2006	2007	2006
Durante el siguiente ejercicio	63	59	61	58
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	248	221	205	180
A partir del 6º ejercicio	902	804	427	381
Total	1.213	1.084	693	619
Menos:				
Futuros gastos financieros	(520)	(465)		
Total	693	619		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			632	561
Deuda por arrendamiento financiero corriente			61	58
Total			693	619

Los arrendamientos financieros corresponden, fundamentalmente, a buques metaneros para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2032.

24. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2007 y 2006, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Proveedores	4.491	3.553
Deuda por arrendamientos financieros (nota 23)	61	58
Administraciones Públicas acreedoras	934	963
Pasivos por valoración a mercado de elementos cubiertos y derivados sobre operaciones comerciales	67	94
Otros acreedores	3.285	2.922
Total	8.838	7.590

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

25. Situación fiscal

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste está sometido, en materia impositiva y de gravamen del beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2007 es de 61, siendo las más significativas por volumen de

negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A., es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra otra sociedad que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural. Dicho Grupo tributa también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Castilla León, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Comercializadora, S.A. y Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individualizada o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 32,5%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 37,5%, y Petróleos del Norte, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada en el Impuesto sobre Sociedades aplicando un tipo nominal del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Adicionalmente, calculan el Impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio, pudiendo ser éste un impuesto complementario al Impuesto sobre Sociedades. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. No obstante, si el impuesto a la ganancia mínima presunta es superior al Impuesto sobre Sociedades, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del Impuesto sobre Sociedades sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en los diez ejercicios siguientes.

c) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina, pero que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia o Dubai).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Dubai: 85%
- Trinidad y Tobago: 55% y 57,25%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 50% y 34%
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 26,5%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2007 y 2006 de acuerdo con el criterio indicado en la nota 3 de Políticas contables, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Ejercicio 2007			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	Total
Resultado contable antes de impuestos	3.118	1.289	1.177	5.584
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	(1.050)	99	(68)	(1.019)
Por diferencias temporarias	204	575	(219)	560
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.272	1.963	890	5.125
Cuota del impuesto	714	687	476	1.877
Deducciones aplicables	(299)	–	(1)	(300)
Impuesto corriente a pagar	415	687	475	1.577
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	1.001	(18)	29	1.012
Total gasto por impuesto corriente	1.416	669	504	2.589
Impuesto diferido del ejercicio	(67)	(201)	(5)	(273)
Otros ajustes al gasto por impuesto	66	19	(63)	22
Total gasto por impuesto diferido	(1)	(182)	(68)	(251)
Total gasto por impuesto sobre sociedades	1.415	487	436	2.338

	<i>Millones de euros</i>			
	Ejercicio 2006			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	Total
Resultado contable antes de impuestos	3.168	1.395	866	5.429
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	(973)	42	(5)	(936)
Por diferencias temporarias	140	797	(186)	751
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.335	2.234	675	5.244
Cuota del impuesto	820	782	376	1.978
Deducciones aplicables	(350)	–	–	(350)
Impuesto corriente a pagar	470	782	376	1.628
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	986	(24)	46	1.008
Total gasto por impuesto corriente	1.456	758	422	2.636
Impuesto diferido del ejercicio	(37)	(278)	44	(271)
Otros ajustes al gasto por impuesto	(8)	3	(140)	(145)
Total gasto por impuesto diferido	(45)	(275)	(96)	(416)
Total gasto por impuesto sobre sociedades	1.411	483	326	2.220

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en el balance es la siguiente:

	<i>Millones de euros</i>		
	2007	2006	Variación
Activo por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	34	32	2
Provisiones para el personal	58	62	(4)
Provisión para contingencias	146	150	(4)
Otras provisiones	254	203	51
Créditos fiscales	194	121	73
Otros activos por impuestos diferidos	334	345	(11)
Total	1.020	913	107
Pasivo por impuesto diferido:			
Incentivos fiscales	(25)	(5)	(20)
Plusvalías diferidas	(139)	(134)	(5)
Diferencias de amortizaciones	(620)	(515)	(105)
Moneda funcional	(548)	(769)	221
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(890)	(1.112)	222
Otros pasivos por impuestos diferidos	(251)	(172)	(79)
Total	(2.473)	(2.707)	234

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 472 y 401 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

Otra información con trascendencia fiscal

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones judiciales y administrativas con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol YPF considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el capítulo "otras provisiones" (ver nota 20), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2007 por este concepto asciende a 524 millones de euros. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

26. Negocios conjuntos

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2007 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% participación patrimonial
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	37,64%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,85%
Petroquirquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	44,57%
Profertil, S.A.	49,52%
Quirquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	49,52%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	65,42%
Repsol Occidental Corporation	25,00%

A continuación se desglosan los importes totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Activos corrientes	2.079	1.800
Activos no corrientes	5.557	5.234
Pasivos corrientes	2.253	2.056
Pasivos no corrientes	2.724	2.534
Ingresos	6.883	6.870
Gastos	(6.046)	(6.204)

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2007 y 2006 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

27. Ingresos y gastos de las operaciones continuadas antes de cargas financieras

El análisis de los ingresos y gastos de las operaciones continuadas antes de cargas financieras obtenidos en el ejercicio 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Ingresos		
Ventas	52.098	51.355
Variación de existencias de productos terminados y en curso	387	236
Ingresos por reversión de pérdidas de valor (1)	150	64
Beneficios por venta de activos no corrientes (2)	694	287
Prestación de servicios y otros ingresos	2.594	3.138
Total	55.923	55.080
Gastos		
Compras	(36.699)	(35.190)
Variación de existencias	405	73
Gastos de personal	(1.855)	(1.674)
Tributos	(1.915)	(2.470)
Servicios exteriores	(4.932)	(4.508)
Transportes y fletes	(1.140)	(1.187)
Amortizaciones	(3.141)	(3.094)
Dotación de provisiones por pérdidas de valor (1)	(220)	(447)
Pérdidas por venta de activos no corrientes	(25)	(33)
Otros gastos	(593)	(639)
Total	(50.115)	(49.169)

(1) Ver nota 14.

(2) En el ejercicio 2007 corresponde fundamentalmente a la plusvalía descrita en el párrafo siguiente y a la plusvalía de venta del 10% de participación de CLH (315 millones de euros). En el ejercicio 2006 correspondía principalmente a la venta de dos edificios de oficinas por importe de 130 millones de euros y a la venta de participaciones en ENAGAS por importe de 69 millones de euros.

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vende a Caja Madrid la parcela en la que se asienta un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma, por un importe total de 815 millones de euros. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se compromete a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. Como consecuencia de la venta de la citada parcela se ha registrado una plusvalía de 211 millones de euros en la línea "Beneficios por venta de activos no corrientes"

28. Ingresos y gastos financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2007	2006
Ingresos por intereses	168	138
Gastos por intereses	(470)	(497)
Gastos por las acciones preferentes	(191)	(189)
Intereses intercalarios (ver nota 7)	95	35
Actualización de provisiones	(144)	(127)
Diferencias de cambio netas	266	175
Ingresos por dividendos	5	4
Ingresos/(gastos) por valoración a mercado de derivados y otros activos financieros (ver nota 38)	68	-
Otros ingresos/(gastos)	(21)	(21)
Total	(224)	(482)

29. Información por segmentos

29.1. Información por líneas de negocio

Las operaciones de Repsol YPF se dividen en cuatro negocios fundamentales:

- Exploración y Producción, que incluye tanto las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, como el negocio del Gas Natural Licuado (GNL);
- Refino y Marketing, en el que se engloban las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos y GLP;
- Química; y
- Gas y Electricidad, que incluye la comercialización de gas natural y la generación de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados de Repsol YPF atendiendo a esta clasificación.

	<i>Millones de euros</i>					
	Exploración y Producción	Refino y Marketing (1)	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	Total
2007						
Ventas externas netas	3.649	41.386	4.298	2.690	75	52.098
Ventas entre segmentos	4.275	2.600	774	100	(7.749)	–
Otros ingresos	1.832	1.180	184	364	265	3.825
Total ingresos	9.756	45.166	5.256	3.154	(7.409)	55.923
Gastos por operaciones continuadas	(6.788)	(42.808)	(5.025)	(2.638)	7.144	(50.115)
Resultado por operaciones continuadas	2.968	2.358	231	516	(265)	5.808
Total cargas financieras	–	–	–	–	–	(224)
Resultado antes de impuestos y participadas	–	–	–	–	–	5.584
Impuestos sobre beneficios	–	–	–	–	–	(2.338)
Resultado de sociedades puesta en equivalencia	43	62	2	2	–	109
Resultado del período						3.355

	<i>Millones de euros</i>					
	Exploración y Producción	Refino y Marketing (1)	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	Total
2006						
Ventas externas netas	4.034	39.968	3.961	2.821	571	51.355
Ventas entre segmentos	5.030	2.166	501	73	(7.770)	–
Otros ingresos	1.390	1.512	208	414	201	3.725
Total ingresos	10.454	43.646	4.670	3.308	(6.998)	55.080
Gastos por operaciones continuadas	(7.168)	(41.791)	(4.317)	(2.839)	6.946	(49.169)
Resultado por operaciones continuadas	3.286	1.855	353	469	(52)	5.911
Total cargas financieras	–	–	–	–	–	(482)
Resultado antes de impuestos y participadas	–	–	–	–	–	5.429
Impuestos sobre beneficios	–	–	–	–	–	(2.220)
Resultado de sociedades puesta en equivalencia	53	84	2	–	–	139
Resultado del período						3.348

(1) Incluye el registro como ingreso y como gasto de los impuestos especiales de hidrocarburos (ver apartado 3.20 de la nota 3).

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2007 y 2006:

	<i>Millones de euros</i>					
	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	Total
2007						
Total activos	16.165	16.223	2.680	4.827	7.269	47.164
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	392	104	29	12	0	537
Pasivos operativos (1)	4.339	8.168	815	1.474	1.640	16.436
Dotación Amortización	(2.058)	(644)	(197)	(193)	(50)	(3.142)
Dotación neta de Provisiones por depreciación	(34)	(28)	(8)	–	–	(70)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (2)	(149)	54	36	(28)	(135)	(222)
Inversiones	2.912	974	176	651	660	5.373

	<i>Millones de euros</i>					
	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas y Electricidad	Corporación y Ajustes	Total
2006						
Total activos	17.038	14.864	2.678	4.344	6.277	45.201
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	307	50	31	11	122	521
Pasivos operativos (1)	5.126	6.375	714	1.277	1.628	15.120
Dotación Amortización	(1.998)	(645)	(194)	(189)	(68)	(3.094)
Dotación neta de Provisiones por depreciación	(223)	(160)	–	–	–	(383)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (2)	(97)	(213)	1	(15)	249	(75)
Inversiones	4.062	966	222	328	159	5.737

(1) Incluye las líneas "Pasivos por impuestos diferidos", "Provisión para riesgos y gastos corrientes y no corrientes", "Otros pasivos no corrientes", "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" y "Hacienda Pública acreedora por impuesto de sociedades" del pasivo del balance de situación consolidado.

(2) Incluye aquellos ingresos/gastos que no implican salidas de caja distintas de los movimientos de la amortización o de las dotaciones netas de las provisiones por depreciación.

29.2 Información por áreas geográficas

Las áreas geográficas en las que Repsol YPF distribuye sus operaciones son:

- España.
- Argentina, Brasil y Bolivia (ABB).
- Resto del mundo.

Las principales magnitudes distribuidas por los mercados de destino de las mismas son las siguientes:

	<i>Millones de euros</i>			
	España	ABB	Resto mundo	Total
2007				
Ventas externas por mercados de destino	25.495	9.880	16.723	52.098
Activos totales	20.846	14.401	11.917	47.164
Inversiones	1.455	1.480	2.438	5.373

	<i>Millones de euros</i>			
	España	ABB	Resto mundo	Total
2006				
Ventas externas por mercados de destino	25.329	7.339	18.687	51.355
Activos totales	16.134	17.512	11.555	45.201
Inversiones	1.119	1.453	3.165	5.737

30. Venta de filiales

Durante el ejercicio 2006 no se realizaron ventas significativas de filiales.

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2007 se ha vendido un 10% de participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), por un importe de 353 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 315 millones de euros.

También en 2007 Repsol YPF Chile S.A. (antes Repsol YPF Chile LTDA) ha vendido su participación en Petróleos Transandinos YPF S.A. y en Operaciones y Servicios YPF Ltda, por un importe de 145 millones de euros, registrando una plusvalía de 49 millones de euros. El importe de los activos netos que aportaban en el momento de la venta las sociedades vendidas en Chile durante el ejercicio 2007 es el siguiente:

Concepto	Activos netos
Propiedades, planta y equipo	59
Otros activos no corrientes	25
Fondo de maniobra	34
Pasivos no corrientes	(22)
Total activos netos	96

31. Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios más significativas realizadas en el ejercicio 2007 han sido las siguientes:

- En diciembre de 2007 el Grupo ha incorporado el 100%, a través de Gas Natural, del capital social del Grupo Generación México (constituido principalmente por las siguientes sociedades: Controladora del Golfo S.A. de C.V., Central Anahuac S.A. de C.V., Central Saltillo S.A. de C.V., Central Lomas del Real S.A. de C.V., Central Vallehermoso S.A. de C.V., Electricidad Águila de Altamira S.A. de C.V., Gasoducto del Río S.A. de C.V. y Compañía Mexicana de Gerencia y Operación S.A. de C.V.), dedicado a la generación eléctrica por ciclo combinado. El coste de esta adquisición ha ascendido a 311 millones de euros, y generó el registro de un fondo de comercio de 26 millones de euros.

En el ejercicio 2007 no se ha consolidado resultado alguno por esta operación dado que la incorporación fue en el mes de diciembre. Si el grupo se hubiese consolidado en los estados financieros del Grupo Repsol YPF desde el 1 de enero de 2007, su contribución a los ingresos y beneficio neto hubiera ascendido a 193 y 9 millones de euros, respectivamente.

A continuación se detallan los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos clasificados según las principales líneas del balance a la fecha de adquisición:

	Valor en libros	Valor razonable
Propiedades, planta y equipo	249	318
Activos por impuestos diferidos	6	7
Otros activos no corrientes	13	13
Activo corriente comercial	34	34
Efectivo y equivalentes al efectivo	21	21
Otro activo financiero corriente	1	1
Total activos	324	394
Pasivos por impuestos diferidos	18	37
Deuda financiera no corriente	4	4
Otros pasivos no corrientes	37	37
Deudas comerciales corrientes	30	31
Total pasivos	89	109
Total activos netos	235	285
Fondo de comercio		26
Inversión total		311

- En el mes de Junio 2007, Repsol ha adquirido el 28%, a través de Gas Natural, de la participación en el capital de Invergas S.A., Gas Natural Argentina SDG, S.A., Natural Energy S.A. y Natural Servicios S.A., por un precio de compra de 13 millones. El fondo de comercio adquirido ha ascendido a 9 millones de euros.

- En diciembre de 2007 el Grupo ha incorporado el 100%, a través de Gas Natural, el 30,8% del capital social del Grupo ITAL.ME.CO, grupo italiano dedicado principalmente a la distribución y comercialización de gas que opera en cuatro regiones del centro y sur de Italia. El coste de esta adquisición ha ascendido a 8 millones de euros y no ha dado lugar al registro de ningún fondo de comercio.

En el ejercicio 2006 las combinaciones de negocios más significativas que se realizaron fueron las siguientes:

- En marzo de 2006 el Grupo incorporó, a través de Gas Natural, el 30,8% del capital social de la sociedad Petroleum Oil&Gas España, S.A., sociedad dedicada a la exploración de hidrocarburos. El coste de esta adquisición ascendió a 13 millones de euros.
- En marzo del 2006 se adquirió el 49% de Termobarrancas que no pertenecía al Grupo Repsol YPF, sociedad venezolana dedicada a la generación eléctrica por importe de 5 millones de euros.
- En junio del 2006 se adquirió el 10% de West Siberian Resources LTD, sociedad rusa dedicada al aprovisionamiento y logística de gas por importe de 73 millones de euros. Esta sociedad se consolida por el método de puesta en equivalencia.

32. Incentivos a medio y largo plazo

Desde el año 2000 la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (denominada anteriormente Comité de Selección y Retribuciones) del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. ha venido implantando un programa de fidelización dirigido inicialmente a directivos (ver nota 34) y ampliable a otras personas con responsabilidad en el Grupo. Este programa consiste en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo, como parte del sistema retributivo. Con ello, se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo del personal más destacado en un contexto de mercado laboral cada vez más competitivo.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los planes de incentivos 2004-2007, 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2004-2007) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2007 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2008.

Los cuatro programas de este tipo vigentes (2004-2007, 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada plan está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En el primer caso (incentivo 2004-2007), el incentivo plurianual, consiste en una cantidad referenciada a la retribución fija del año de concesión, a la que se aplica un coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos.

En los otros tres casos (incentivos 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010), de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable, en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado al desempeño del beneficiario a lo largo del período contemplado en el programa.

Ninguno de los cuatro planes implica para ninguno de sus beneficiarios ni entrega de acciones, ni de opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF. Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2007 y 2006 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 11 y 4 millones de euros, respectivamente (cantidades que incluyen los importes relativos a los miembros del Consejo de Administración y al personal directivo descritos en la nota 34). A 31 de diciembre de 2007 y 2006, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 27 y 28 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

33. Información sobre operaciones con partes vinculadas

33.1. Accionistas significativos de la sociedad

Los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF según la última información disponible son:

- Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación total de 20,01%.
- Criteria Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación total directa e indirecta del 14,29% en Repsol YPF.
- Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 4,90 %, a través de sus filiales Repcon Lux, S.A. y Pemex Internacional España, S.A.

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado, incluyendo las transacciones con sus accionistas significativos realizadas en el ejercicio 2007 que se detallan a continuación:

a) Sacyr Vallehermoso S.A. y las sociedades de su grupo:

- Las compras de productos a las compañías del Grupo Sacyr han ascendido a 3 millones de euros.
- Las ventas de productos a las compañías del Grupo Sacyr han ascendido a 28 millones de euros.
- Las operaciones de contratos de arrendamientos operativos han ascendido a 8 millones de euros.
- Las operaciones de recepción de servicios han ascendido a 2 millones de euros.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 144 millones de euros; asimismo, se han abonado 4 millones de euros en concepto de prima de asistencia a la Junta General de Accionistas.
- Los importes en concepto de indemnizaciones por desplazamiento de red han ascendido a 2 millones de euros.
- Por otros conceptos 1 millón de euros.

b) Criteria Caixa Corp. S. A. y las sociedades de su Grupo:

- Las operaciones de prestación de servicios han ascendido a 2 millones de euros.
- El coste anual de las operaciones de renting ha ascendido a 4 millones de euros.
- Tiene contratados préstamos por importe de 51 millones de euros y pólizas de crédito por 640 millones de euros. Por estos conceptos, Repsol YPF ha incurrido en unos gastos financieros de 12 millones de euros.
- Las operaciones de cobertura de tipo de interés suponen 1.033 millones de euros, y las de cobertura de tipo de cambio a 932 millones de euros.
- Los gastos registrados por comisiones bancarias han ascendido a 12 millones de euros.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras medias en el período han ascendido a 429 millones de euros, que han generado unos ingresos financieros de 24 millones de euros.
- La póliza de avales ha presentado un coste de 1 millón de euros El límite de dicha póliza asciende a 189 millones de euros.
- A 31 diciembre de 2007, "La Caixa" tenía emitidas 196.684 tarjetas Visa Repsol y 749 tarjetas corporativas, utilizadas por empleados del Grupo Repsol YPF.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 255 millones de euros; asimismo, se han abonando 3 millones de euros en concepto de prima de asistencia a la Junta General de Accionistas.
- Las aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida han ascendido a 11 millones de euros.
- Por otros servicios con el Grupo La Caixa los importes son menores de un millón de euros.

c) Petróleos Mexicanos y las sociedades de su Grupo:

- El Grupo ha registrado operaciones de compras de productos de las compañías del Grupo Pemex por importe de 2.156 millones de euros.
- Las ventas de productos a las compañías del Grupo Pemex han ascendido a 223 millones de euros.
- Los ingresos registrados por prestación de servicios han ascendido a 100 millones de euros.
- Las tarifas pagadas como acceso a red, suponen 6 millones de euros.
- Los intereses abonados de inversiones financieras temporales han ascendido a 4 millones de euros.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 36 millones de euros; asimismo, se ha abonado 1 millón de euros en concepto de prima de asistencia a la Junta General de Accionistas.
- Otros ingresos de explotación suponen un importe menor de un millón de euros.

33.2. Operaciones con sociedades del Grupo Repsol YPF

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. Las ventas realizadas a partes vinculadas se realizan de acuerdo con los criterios descritos en la nota 3.20 de políticas contables.

En el proceso de consolidación se han eliminado todos los saldos, transacciones y resultados significativos entre sociedades consolidadas por integración global. Las operaciones no eliminadas en el proceso de consolidación corresponden a los créditos, débitos, ingresos, gastos y resultados por transacciones con compañías consolidadas por integración proporcional en la proporción no poseída por el Grupo en el capital de aquéllas y por transacciones con sociedades integradas por puesta en equivalencia. En este sentido, el importe de los saldos y transacciones no eliminados en proceso de consolidación no es significativo.

Adicionalmente, sociedades del Grupo Repsol YPF han otorgado garantías por las operaciones de sociedades de su Grupo cuyos riesgos no han quedado reflejados en el balance a través del proceso de consolidación, por los importes y conceptos detallados en la nota 37.

33.3. Operaciones con administradores y directivos del Grupo Repsol YPF

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con los administradores y directivos del Grupo en el ejercicio 2007 se detallan en la nota 34 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo.

34. Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo

34.1. Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a, b y c de esta nota, ascienden a la cantidad de 4,511 millones de euros, lo cual representa un 0,141% del beneficio atribuido a la sociedad dominante

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser deducida después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2007 y 2006, a los siguientes importes:

Órgano de gobierno	Euros	
	2007	2006
Consejo de Administración	165.661	159.289
Comisión Delegada	165.661	159.289
Comisión de Auditoría y Control	82.830	49.778
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	41.415	39.822
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	41.415	39.822

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,538 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los órganos de administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Luis Suárez de Lezo	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Antonio Hernández-Gil	165.661	165.661	-	41.415	-	372.737
Ricardo Fornesa (1)	13.805	13.805	-	-	-	27.610
Carmelo de las Morenas	165.661	-	82.830	-	-	248.491
Jorge Mercader (4)	151.856	151.856	-	-	37.964	341.676
Henri Philippe Reichstul	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Paulina Beato	165.661	-	82.830	-	-	248.491
Javier Echenique	165.661	165.661	82.830	-	-	414.152
Artur Carulla (6)	165.661	-	34.513	41.415	-	241.589
Luis del Rivero	165.661	165.661	-	-	-	331.322
Juan Abelló	165.661	-	-	-	41.415	207.076
Pemex Intern. España	165.661	165.661	-	-	41.415	372.737
José Manuel Loureda (2)	165.661	-	-	-	41.415	207.076
Manuel Raventós (2) (4)	151.856	-	-	37.964	-	189.820
Luis Carlos Croissier (3)	110.440	-	-	-	24.159	134.599
Isidro Fainé (5)	13.805	13.805	-	-	-	27.610
Juan María Nin (5)	13.805	-	-	3.451	3.451	20.707
Ángel Duráñez (3)	110.440	-	48.318	-	-	158.758

(1) Renuncia en el Consejo de Administración del 31 de enero de 2007.

(2) Nombramiento en el Consejo de Administración del 31 de enero de 2007.

(3) Nombramiento en la Junta General de Accionistas celebrada el 9 de mayo de 2007.

(4) Renuncia en el Consejo de Administración del 19 de diciembre de 2007.

(5) Nombramiento en el Consejo de Administración del 19 de diciembre de 2007.

(6) Causó baja en la Comisión de Auditoría y Control el 30 de mayo de 2007.

Cuentas anuales consolidadas

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en el caso del Presidente Ejecutivo, con el que rigen los compromisos previstos en su contrato mercantil de prestación de servicios, que contempla un sistema de aportación definida, y del Secretario General con el que se tienen contraídas las propias del colectivo de personal directivo.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria, fija y variable, y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2007 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han tenido relaciones de tipo laboral o desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, han ascendido a un total de 3,476 millones de euros, correspondiendo 2,278 a D. Antonio Brufau y 1,198 a D. Luis Suárez de Lezo. Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,373 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	YPF	Gas Natural	CLH	Euros TOTAL
Antonio Brufau	74.417	265.650	–	340.067
Luis Suarez de Lezo	–	–	33.340	33.340

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2007 a 2,554 millones de euros. Corresponden 2,313 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,241 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f) Incentivos

En el ejercicio 2007 se han dotado provisiones que ascienden a un total de 0,197 millones de euros en relación con los planes de incentivos vigentes, descritos en la nota 32, de los que es beneficiario D. Luis Suárez de Lezo.

D. Antonio Brufau no es beneficiario de ninguno de los planes de incentivos vigentes a la fecha, descritos en la mencionada nota.

34.2. Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2007, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

34.3. Operaciones con los administradores

A continuación se informa de las operaciones realizadas con los administradores, de conformidad con lo establecido en la Ley 26/2003 de 17 de julio, por la que se modifican la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas.

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en el apartado 1 de la nota 33 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los administradores posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, ni han realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

34.4. Retribución del personal directivo

a) Alcance

La información incluida en esta nota corresponde a las 10 personas que forman o han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2007, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1).

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2007, la retribución total percibida por el personal directivo que forma o ha formado parte del Comité de Dirección, durante su período de pertenencia al mismo, asciende a un total de 11,659 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Concepto	Millones de euros
Sueldo	6,4
Dietas	0,4
Remuneración Variable	3,3
Remuneración en Especie	1,6

c) Incentivos

En el ejercicio 2007 y, en relación con el personal directivo, se han dotado provisiones que ascienden a un total de 1,514 millones de euros en relación con los cuatro planes de incentivos vigentes (2004-2007, 2005-2008, 2006-2009 y 2007-2010).

d) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2007, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,315 millones de euros.

e) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2007 en relación con los planes de aportación definida de modalidad mixta adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 16 en nota 3), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,368 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol YPF.

f) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2007, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,174 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 3,5% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

34.5. Indemnizaciones al personal directivo

En 2007, la indemnización percibida, por todos los conceptos, por el personal directivo que ha causado baja en la Compañía, ha ascendido a 10,926 millones de euros.

34.6. Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Adicionalmente, a los miembros de la Alta Dirección se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión para pensiones y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros de la Alta Dirección, incluido el Consejero Secretario General.

35. Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2007 fue de 36.700 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 37.565 trabajadores. La siguiente tabla muestra la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2007 y 2006:

	Número de personas			
	2007		2006	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	292	25	284	24
Jefes Técnicos	2.024	385	1.840	331
Técnicos	11.563	3.350	11.474	3.151
Administrativos	884	1.426	910	1.599
Operarios y subalternos	12.825	3.926	13.273	4.045
Total	27.588	9.112	27.781	9.150

36. Contratos de arrendamiento operativo

36.1. En los que el Grupo figura como arrendatario

Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2007 y 2006, ascienden a 290 y 343 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2007, el Grupo tiene los siguientes compromisos de pago a largo plazo en relación con los arrendamientos operativos no cancelables en los que el Grupo figura como arrendatario:

	Millones de euros						
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total
Transporte marítimo - Time charter (1)	104	68	58	45	43	280	598
Arrendamientos (2)	116	133	117	101	94	804	1.365
Total	220	201	175	146	137	1.084	1.963

(1) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 23 buques tanque (6 de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2008 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 82 millones de euros para el ejercicio 2008. Adicionalmente incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques en régimen de arrendamiento financiero por importe de 22 millones de euros, con vencimiento entre 2024 y 2032.

(2) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 631 millones de euros.

36.2. En los que el Grupo figura como arrendador:

A 31 de diciembre de 2007, el Grupo tiene derecho a recibir los importes comprometidos a largo plazo, que se relacionan a continuación, en relación con los contratos de arrendamiento en los que figura como arrendador:

	Millones de euros						
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total
Arrendamientos (1)	68	19	20	14	20	195	336
Total	68	19	20	14	20	195	336

(1) Corresponde fundamentalmente activos de fibra óptica, por importe de 221 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 39 millones de euros.

37. Pasivos contingentes y compromisos

Garantías

A 31 de diciembre de 2007 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el grupo y sociedades puestas en equivalencia):

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 18 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por las actividades de financiación de EniRepSa Gas Limited, en la que el Grupo participa en un 30%, por importe de 12 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 32 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación hasta, aproximadamente, 10 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 10 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2007 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

<i>Millones de euros</i>							
Compra	2008	2009	2010	2011	2012	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	3.946	2.548	2.153	2.313	2.636	30.634	44.230
Crudo y otros	1.967	861	505	272	232	576	4.413
Gas natural	1.979	1.687	1.648	2.041	2.404	30.058	39.817
Compromisos de inversión	549	363	52	0	0	0	964
Compromisos de transporte	89	102	224	267	300	5.424	6.406
Prestación de servicios	1.651	1.301	1.178	336	241	2.228	6.935
Total	6.235	4.314	3.607	2.916	3.177	38.286	58.535

<i>Millones de euros</i>							
Venta	2008	2009	2010	2011	2012	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	4.037	3.213	2.401	2.199	2.795	20.347	34.992
Crudo y otros	2.071	1.610	943	814	707	1.541	7.686
Gas natural	1.966	1.603	1.458	1.385	2.088	18.806	27.306
Compromisos de transporte	18	12	13	12	13	56	124
Prestación de servicios	191	277	181	220	194	1.948	3.011
Total	4.246	3.502	2.595	2.431	3.002	22.351	38.127

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

- (1) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 18.352 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 5.747 millones de euros y en Perú por importe de 15.594 millones de euros. Esta última operación está garantizada hasta un importe máximo de 600 millones de dólares.
- (2) Este importe recoge compromisos de transporte a largo plazo adquiridos por el Grupo Repsol YPF fundamentalmente en EE.UU. por importe de 2.617 millones de euros, en Canadá por importe de 835 y en Argentina por importe de 422. Adicionalmente incluye 1.698 millones de euros por la entrega futura de 4 buques para el transporte de GNL en Perú. Incluye 562 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un periodo de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato.
- (3) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Argentina por importe de 8.218 millones de euros, en España por importe de 3.107 millones de euros, en Méjico por importe de 10.938 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 1.740 millones de euros.

Contingencias

La dirección de la sociedad considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles o administrativos en los que se halla incurso la Sociedad, las empresas de su Grupo o quienes ostentan cargos de administración o dirección, éstos últimos, en la medida en que pueda verse afectada la Sociedad o su Grupo, que por su cuantía puedan afectar de forma significativa a las cuentas anuales consolidadas y/o a la posición o rentabilidad financiera del Grupo.

No obstante, adicionalmente a lo comentado en la nota 25, las situaciones litigiosas más relevantes que afectan al Grupo Repsol YPF son las siguientes:

Estados Unidos de América

Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") perteneciente a Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") mantiene ciertas obligaciones de reparación medioambiental. Occidental adquirió ese negocio químico en 1986 a Diamond Shamrock Corporation (denominada posteriormente Maxus Energy Corporation), contemplándose en dicha venta ciertas cláusulas de indemnidad que han venido afectando a Maxus Energy Corp. (sociedad posteriormente adquirida por YPF, S.A. en 1995 antes de que ésta fuese adquirida por REPSOL YPF) La sociedad Tierra Solutions Inc. (Tierra), filial de la sociedad norteamericana YPF HOLDINGS, ha asumido las actuaciones de Maxus en materia medioambiental.

Las principales situaciones litigiosas son las siguientes:

- *Newark, New Jersey.* En 1990 fue emitido un acuerdo homologado por el Tribunal de Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América, el cual requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey. El plan de remediación ha sido completado y fue pagado por Tierra. Este proyecto está en su fase de operación y mantenimiento.
- *Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey:* Maxus, actuando en representación de Occidental, ha negociado un acuerdo con la Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos de América ("Environmental Protection Agency" - EPA), conforme al cual Tierra ha realizado ulteriores pruebas y estudios para caracterizar sedimentos contaminados y biota en una porción de seis millas del río Passaic, próximo a una antigua planta de "Chemicals" en Newark. Además, en un esfuerzo conjunto federal, estatal, local y del sector privado denominado Lower Passaic River Restoration Project (PRRP), EPA y otras agencias están prestando atención al último tramo de diecisiete millas del río Passaic, (porción que incluye las seis millas anteriormente ya estudiadas). Tierra y otras entidades (desde septiembre de 2007), han acordado participar conjuntamente en una investigación de remediación y estudio de viabilidad (RIFS) en relación con PRRP. Las entidades que acordaron financiar el RIFS han negociado acuerdos de responsabilidad entre ellas mismas basadas en ciertas consideraciones.

En junio del 2007, EPA publicó el borrador del Focused Feasibility Study (FSS) que destaca diversas alternativas para la remediación en las últimas ocho millas del Río Passaic. Tales alternativas abarcan desde la no actuación, lo que comparativamente resultaría en un coste bajo, hasta el amplio dragado y posterior recubrimiento (lo que de acuerdo con dicho borrador tendría un coste estimado entre 900 millones y 2.300 millones de dólares) y descritas por EPA como alternativas que incorporan tecnologías probadas que podrían ser realizadas en un futuro próximo, sin necesidad de mayor investigación. Tierra, junto con otras partes integradas en PRRP, presentaron comentarios al borrador FFS de EPA.

En agosto del 2007, National Oceanic Atmospheric Administration ("NOAA"), como uno de los Federal Natural Resources Trustees, envió una carta a las partes del grupo PRRP, incluyendo Tierra y Occidental, pidiendo al grupo que participaran en un acuerdo para llevar a cabo una evaluación cooperativa de los daños medioambientales en el río Passaic y la Bahía de Newark. El grupo PRRP ha respondido a través de su asesor solicitando conversaciones para posponer dicho acuerdo hasta el año 2008, debido en parte a las propuestas del FFS aún pendientes por parte de EPA. Tierra continuará participando en el grupo PRRP con relación con este asunto.

La contingencia del Río *Passaic/Bahía de Newark*, ha dado lugar hasta la fecha a dos procedimientos judiciales:

- En diciembre de 2005, DEP y "the New Jersey Spill Compensation Fund" demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y varias filiales, además de Occidental, en relación con la supuesta contaminación por dióxidos proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark, del último tramo de diecisiete millas del río Passaic, de la Bahía de Newark, otras corrientes de agua y áreas cercanas. Los demandados han respondido a dichas alegaciones.
- *La demanda de New Jersey.* En diciembre de 2005 el Departamento de Protección Ambiental de New Jersey y el Fondo de Indemnizaciones por Derrames de New Jersey iniciaron una demanda ante un Tribunal de New Jersey contra Occidental Chemical Corporation, Tierra, Maxus, Repsol YPF, YPF, YPF Holdings y CLH Holdings. Los demandantes están reclamando para obtener la reparación de los daños ambientales, incluyendo los costos y los honorarios asociados con el proceso, que se basa en presuntas violaciones de la Ley de Control e Indemnización por Derrames y de la Ley de Control de Contaminación del Agua en una planta presuntamente operada por las demandadas y ubicadas en Newark, New Jersey, y que presuntamente afectan al Río Passaic y la Bahía Newark. Se ha presentado escrito solicitando se desestime la acción.
- *Condado de Hudson, New Jersey.* Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Según el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey ("DEP"), los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos. Como resultado de las negociaciones con el DEP, en la actualidad se están llevando a cabo diversos estudios sobre el nivel de cromo en el suelo y trabajos de remediación que no han finalizado. El DEP continúa revisando las acciones propuestas. El costo final de remediación es aún incierto, pudiendo incrementarse dependiendo de la finalización de los estudios, la respuesta del DEP a los informes de Tierra y de nuevos descubrimientos.
- *Acción Legal.* En 1998, una subsidiaria de Occidental entabló un juicio en un tribunal del Estado de Ohio para obtener una declaración de los derechos de las partes con respecto a obligaciones por ciertos costos relacionados con la planta de Chemicals situada en Ashtabu-

la, Ohio, y así como también por otros costos. Las partes han iniciado conversaciones con vistas a obtener un posible acuerdo. Adicionalmente, en 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en la Corte del Distrito de Dallas del Estado de Texas a efectos de obtener una declaración de la corte que obligue a Maxus y a Tierra a participar en la defensa e indemnización que correspondiera a Occidental. En diciembre de 2006, la corte ha definido la obligación correspondiente a Maxus en un importe aproximado de 15 millones de dólares (10 millones de euros). La sentencia dictada en este caso, se encuentra recurrida.

A 31 de diciembre de 2007 el Grupo Repsol YPF, a través de YPF Holdings Inc., había establecido provisiones por un importe aproximado de 106 millones de dólares (72 millones de euros) para cubrir todas las contingencias relevantes relacionadas con las responsabilidades medioambientales mencionadas en los párrafos anteriores. No obstante, cambios en las circunstancias actuales, incluyendo la determinación de daños al medioambiente, podrían incrementar en el futuro tales responsabilidades.

- Acciones de “Class Action”. Revisión de reservas. Como consecuencia de la reducción del 25% de las reservas probadas comunicadas por Repsol YPF el día 26 de enero de 2006, se interpusieron dos “class actions” por las que se solicitaba una indemnización por los daños y perjuicios que se pudieran haber causado. Actualmente se ha firmado un acuerdo de Liquidación por un importe de 8 millones de dólares (5 millones de euros) que ha sido aprobado preliminarmente por la Southern District Court of New York.

Argentina

- *Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino.* En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnización. Hasta el 31 de diciembre de 2007, todos los reclamos relacionados con la sociedad predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificados al Gobierno Nacional Argentino.
- *Mercado del gas licuado de petróleo.* La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”) ha iniciado un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada por el período comprendido entre 1993 y 1997 que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. Con fecha 20 de enero de 2004, YPF presentó el descargo correspondiente. En marzo de 2006 la CNDC notificó a YPF de la apertura a prueba del sumario. Durante el mes de agosto de 2007 se celebraron las audiencias testimoniales de los testigos propuestos por YPF.
- *Mercado de gas natural.* En el ámbito de la exportación, como consecuencia de las Restricciones (ver nota 1 “Argentina – Regulación del Mercado”) durante los años 2004, 2005, 2006 y 2007, YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las Restricciones constituyen un supuesto de caso fortuito o fuerza mayor que libera a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Clientes de YPF han rechazado por carta el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto. Adicionalmente Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han procedido a liquidar la penalidad por no entrega hasta el mes de noviembre del 2006 por un importe de 41 millones de dólares (28 millones de euros) y desde diciembre de 2006 hasta septiembre de 2007, por un importe de 52 millones de dólares (35 millones de euros). YPF ha rechazado tales liquidaciones. Asimismo Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el comienzo formal del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Si bien dicho plazo se encuentra vencido, a la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.

Por su parte, Innergy Soluciones Energéticas S.A. (“Innergy”) ha notificado a YPF el inicio de una demanda arbitral. YPF ha contestado la demanda arbitral formulando reconvección y han acordado suspender el arbitraje hasta el 31 de marzo de 2008 (inclusive) para posibilitar negociaciones. Los daños y perjuicios reclamados por Innergy ascienden a la suma de 88 millones de dólares (60 millones de euros) más intereses de acuerdo a la liquidación presentada por Innergy en su informe de septiembre de 2007, importe que podrá verse incrementado por la facturación de penalidades recibidas por períodos posteriores a agosto de 2007. El arbitraje se encuentra suspendido hasta el 31 de marzo de 2008.

En el mercado local argentino, si bien YPF y Central Puerto S.A. han llegado a un acuerdo de terminación y resolución de las disputas del contrato de suministro de gas natural a la Central Loma La Lata, Central Puerto S.A. ha notificado a YPF su decisión de someter a arbitraje las controversias relacionadas con el suministro de gas natural a su ciclo combinado ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. YPF ha presentado demanda reconvenzional contra la actora en la cual se reclama, entre otros, que el tribunal dé por terminado el contrato o en su defecto que se proceda a su recomposición. La demanda reconvenzional ha sido contestada por Central Puerto en diciembre de 2007. En febrero de 2008 se celebró una audiencia ante los miembros del tribunal arbitral, en cuyo marco se suscribió el Acta de Misión en la que se han suscitado diversas cuestiones sobre la cuantía, no cerradas en la actualidad. Con fecha 12 de marzo de 2008 las partes acordaron suspender los plazos procesales por 30 días.

La Sociedad ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF manifestó que las entregas a Mega de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por la interferencia del Estado Nacional. YPF no tendría responsabilidad alguna por tales deficiencias basándose en las

instituciones del caso fortuito, fuerza mayor, y frustración del fin contractual. Dada la naturaleza de la reclamación y que la Sociedad cuenta con materiales argumentos de defensa, la misma se califica como posible.

- *Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.* En relación con ciertos contratos de exportación de gas natural desde la cuenca noroeste argentina, la Sociedad ha presentado ante la Secretaría de Energía de la Nación la acreditación de reservas de gas natural en dicha cuenca en cumplimiento de lo previsto en las respectivas autorizaciones de exportación. En caso de que la Secretaría de Energía considere que las reservas son insuficientes, la misma podría decretar la caducidad o suspensión total o parcial de uno y/o varios de los permisos de exportación. Por medio de la Nota SE N° 1.009/2006, la Secretaría de Energía limitó preventivamente en un 20% los volúmenes de gas natural exportables conforme la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 167/1997 (es decir, que se mantiene vigente el 80% de las cantidades máximas exportables).
- El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 1009 (la "Nota") por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las reservas en Área Ramos en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 167/97 (la "Autorización de Exportación"). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y GasAtacama Generación, por un volumen máximo diario de 530.000 m³/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación.
- *Reclamos ambientales en La Plata.* En relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y al ambiente, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación ambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería. Durante 2006, YPF ha efectuado una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propone efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada, el cual a la fecha no ha sido concluido. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991.
- *Arbitrajes internacionales:* En marzo de 2001 EDF Internacional S.A. inició contra YPF un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en el que reclama contra YPF en relación con el contrato de compraventa de acciones de EASA y de EDENOR, sosteniendo que en su opinión el contrato permite que el precio pagado por EDF Internacional sea sometido a revisión, al producirse la desvinculación del tipo de cambio oficial del peso argentino con el dólar estadounidense hasta el 31 de diciembre de 2001.

En relación con el arbitraje seguido por Endesa e YPF en relación con el supuesto incumplimiento de una cláusula de ampliación de la cantidad de gas natural a entregar, dispuesta por el contrato de exportación firmado en junio de 2000, las partes llegaron a un acuerdo de enmienda del contrato de exportación (la "Enmienda") en virtud de la cual terminaron el arbitraje. Como resultado de la Enmienda, YPF pagó a ENDESA un importe de 8 millones de dólares por la terminación del arbitraje y la renuncia por parte de ENDESA a reclamaciones por el pasado. Asimismo, se ajustaron los importes máximos indemnizatorios semestrales que YPF deba eventualmente pagar por deficiencias en el suministro de gas natural conforme el contrato de provisión de gas natural modificado por la Enmienda.

- *Controversia sobre la libre disponibilidad de divisas* en relación con las provenientes de las exportaciones realizadas por YPF durante el año 2002, como consecuencia del régimen cambiario establecido por el Decreto 1.606/2001 que, según ciertas interpretaciones, habría derogado implícitamente el régimen especial de libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados consagrado en el artículo 5 del Decreto 1.589/89. Este último establecía la libre disponibilidad del porcentaje de divisas provenientes de las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder del 70% de cada operación.

Posteriormente al Decreto 1.606/2001, el Decreto N° 2.703/2002, que entró en vigor el 31 de diciembre de 2002, estipula que los productores de petróleo crudo, gas natural y gases licuados deberán ingresar como mínimo el 30% de las divisas provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o de sus derivados, gozando de la libre disponibilidad del porcentaje restante. Esta norma deja subsistente la cuestión del régimen cambiario aplicable en relación con las divisas provenientes de exportaciones relajadas en el año 2002 entre el Decreto 1.606/2001 y el Decreto N° 2.703/2002.

En octubre de 2007 ha sido notificada la incoación de un procedimiento administrativo sumario por supuesto retraso en la repatriación divisas y en la falta de repatriación del restante 70% en relación con determinadas exportaciones de hidrocarburos realizadas durante el año 2002 (durante el período comprendido entre la publicación de los citados Decretos).

- *Asociación Superficiales de la Patagonia ("ASSUPA").* En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a remediar el daño ambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños ambientales en el futuro. Se ha solicitado por las demandadas que se tenga a ASSUPA por desistido del procedimiento por no haber sido subsanados los defectos de la demanda. YPF va a requerir la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991.

Reclamos Ambientales en Dock Sud dirigidos por vecinos de la zona contra una pluralidad de demandados entre los que se encuentra YPF S.A. por daños individuales provocados en la salud de los actores y remediación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño ambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. YPF podría tener derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991.

- *Investigaciones de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC).* En noviembre de 2003 y dentro del marco de una investigación oficial, la CNDC solicitó a un grupo de casi treinta (30) empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con los siguientes puntos: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restrinjan la competencia; y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual -según la CNDC- YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición; y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF ha sido notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido violación alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta violatoria de la Ley de Defensa de la Competencia, fue presentado ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa.
- *Inclusión de Cláusulas en contrato de suministro de GLP:* La CNDC ha iniciado un procedimiento para investigar el uso por YPF en contratos de suministro de GLP al por mayor -de una cláusula- que la CNDC entiende que impide que los compradores revendan el producto a terceros y por lo tanto, restringe la competencia en detrimento del interés económico general. YPF sostiene que los contratos no contienen una prohibición contra la reventa a terceros y ha ofrecido la pertinente prueba. En abril de 2007 fue presentado a la CNDC, sin reconocer conducta alguna en violación de la Ley de Defensa de la Competencia, un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, de no incluir esas cláusulas en los contratos futuros de suministro de GLP al por mayor, entre otras cosas, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso, suspenda la investigación y archive la causa.

Requerimiento de información por posibles supuestos de sub-inversión en relación con ciertas concesiones de la Provincia de Neuquén emitidas mediante Notas del Secretario de Energía y Minería de dicha Provincia, bajo apercibimiento de aplicar la caducidad de las concesiones. YPF entiende que ha cumplido con las inversiones comprometidas en el Programa de Inversiones y Operación para las Áreas en que participa u opera y que se demuestra una ejecución anticipada en el segundo tramo correspondiente a inversiones comprometidas hasta 31 de diciembre de 2011. La sociedad cuenta con argumentos de defensa por lo que considera remota la posibilidad de una evolución negativa en esta cuestión.

Ecuador

Petroecuador, la empresa estatal de hidrocarburos de Ecuador, se ha negado a acatar la decisión vinculante que le era desfavorable, emitida por un consultor técnico, de acuerdo al mecanismo de resolución de disputas establecido en el Contrato de Participación del Bloque 16, respecto de la no pertinencia de un ajuste en el cálculo de la participación debido a la reducción de la tarifa de transporte SOTE, y ha exigido el pago de importes indebidos a la Contratista del Bloque. Como consecuencia de esta controversia, las autoridades del Ecuador, concretamente, la Contraloría General del Estado, intervino en la materia realizando un examen especial a Petroecuador, que afectaba a los mismos conceptos, de la que se ha derivado una liquidación administrativa o glosa por la que Petroecuador reclama por aquel concepto contra de Repsol YPF por 2,5 millones de barriles. La Sociedad entiende que las autoridades están actuando al margen de la vía estipulada en el contrato de participación para este tipo de controversias, tratándose de eludir el cumplimiento de la decisión técnica dirimente dictada en su día, por lo que recurrió la misma ante los tribunales. La Corte Suprema de Justicia, en Septiembre de 2007, ha resuelto negativamente la demanda de Repsol YPF. En febrero de 2008, Petroecuador envió a Repsol YPF una factura por 191 millones de dólares (130 millones de euros) relativa la citada Glosa. El comité operativo del Bloque 16 ha decidido estudiar el inicio de un arbitraje internacional, entendiendo que el reclamo ni procede legalmente ni, de proceder, su cálculo se ajustaría al contrato de participación. La participación de Repsol YPF en el consorcio del Bloque 16 es del 35%.

Argelia

Sonatrach ha iniciado un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando la aceptación de la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamando daños y perjuicios. Repsol YPF y Gas natural se oponen a lo demandado por Sonatrach, considerando ilícita la resolución unilateral de contrato instada por dicha compañía y reclamando los daños y perjuicios provocados a consecuencia de la misma. El tribunal arbitral ha acordado las condiciones del traspaso provisional de las actividades a Sonatrach, dejando pendiente las condiciones económicas a su resolución final. Los activos registrados en el proyecto Gassi Touil a 31 de diciembre de 2007 ascienden a 187 millones de euros.

Trinidad y Tobago

La compañía Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago Unlimited ha desistido del procedimiento arbitral que habría iniciado contra Repsol YPF, S.A.

España

- *Mercado de asfaltos:* Determinadas sociedades del grupo Repsol YPF han impugnado ante el Tribunal de Primera Instancia, conforme al artículo 81 del Tratado CE, una decisión de la Comisión Europea en relación con un presunto cártel en el mercado de asfaltos. La cuantía del procedimiento se estima en aproximadamente 80 millones de euros.

Cuentas anuales consolidadas

- *Parafinas*: La Comisión Europea sigue procedimiento administrativo sancionador contra diversas sociedades del grupo Repsol YPF por acuerdos y prácticas concertadas en el mercado de parafinas. Ha sido notificado pliego de cargos y celebrada audiencia en diciembre de 2007.

El Grupo Repsol YPF tiene otros pasivos contingentes relacionados con las obligaciones medioambientales ligadas a su actividad habitual (ver nota 39).

En relación con las contingencias señaladas, los administradores de la sociedad consideran que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos derivados de las mismas.

38. Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2007 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura con derivados para cubrir las siguientes situaciones:

1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Cobertura de inversiones netas de activos en el extranjero.

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2007 y 2006 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

<i>Datos en millones de euros</i>					
31 de diciembre de 2007	Activo	Activo	Pasivo	Pasivo	Valor
Clasificación	No corriente	corriente	No corriente	corriente (1)	Razonable
1. Derivados de cobertura:	700	52	(12)	(24)	716
1.1. De Valor razonable:	9	51	–	–	60
– de precio de producto	–	49	–	–	49
– de tipo de cambio	–	2	–	–	2
– de tipo de interés	9	–	–	–	9
1.2. De Flujos de efectivo:	14	1	(12)	(10)	(7)
– de precio de producto	1	1	–	(7)	(5)
– de tipo de cambio	–	–	–	(3)	(3)
– de tipo de interés	13	–	(12)	–	1
1.3. De inversión neta (2)	677	–	–	(14)	663
2. Otros derivados	–	5	(170)	(11)	(176)
Total	700	57	(182)	(35)	540

(1) Incluye pasivos por valoración a mercado de operaciones financieras por importe de 18 millones de euros y 17 millones de euros por operaciones comerciales.

(2) En el activo no corriente incluye permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés cuya valoración por la parte de tipo de cambio asciende a 31 de diciembre de 2007 a 812 millones de euros, mientras que la valoración correspondiente a la parte de tipo de interés es negativa por importe de (135) millones de euros.

<i>Datos en millones de euros</i>					
31 de diciembre de 2006	Activo	Activo	Pasivo	Pasivo	Valor
Clasificación	No corriente	corriente	No corriente	corriente (1)	Razonable
1. Derivados de cobertura:	599	78	(268)	(16)	393
1.1. De valor razonable:	62	78	(21)	–	119
– de precio de producto	36	78	–	–	114
– de tipo de cambio	–	–	(21)	–	(21)
– de tipo de interés	26	–	–	–	26
1.2. De flujos de efectivo:	6	–	(247)	(8)	(249)
– de precio de producto	–	–	–	(6)	(6)
– de tipo de cambio	–	–	(5)	–	(5)
– de tipo de interés	6	–	(242)	(2)	(238)
1.3. De inversión neta (2)	531	–	–	(8)	523
2. Otros derivados	–	14	–	(5)	9
Total	599	92	(268)	(21)	402

(1) Incluye pasivos por valoración a mercado de derivados por operaciones comerciales por importe de 11 millones de euros y 10 millones de euros por operaciones financieras.

(2) En el activo no corriente incluye permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés cuya valoración por la parte de tipo de cambio ascendió a 31 de diciembre de 2006 a 479 millones de euros, mientras que la valoración correspondiente a la parte de tipo de interés ascendió a 52 millones de euros.

38.1. Coberturas de valor razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período. Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

Permutas sobre el precio del crudo

Repsol YPF, a través de su participación en YPF, S.A., tiene contratado un “swap” o permuta sobre el precio del crudo con el objeto de cubrir el cambio en el valor corriente de las entregas bajo un contrato de venta anticipada. En virtud de esta permuta de precio, se recibirán precios variables de mercado y se pagarán precios fijos. A 31 de diciembre de 2007 y 2006, aproximadamente 1 y 3 millones de barriles de crudo se encuentran protegidos bajo dicho contrato.

Este swap está definido como cobertura de valor razonable relativa al precio del barril de crudo. El valor razonable de estos instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2007 y 2006 fue de 49 y 114 millones de euros respectivamente, y su vencimiento se producirá en 2008.

El efecto de esta operación en la cuenta de resultados corresponde al importe de la variación del valor razonable del instrumento de cobertura neto de la variación del valor razonable del elemento cubierto, que en los ejercicios 2007 y 2006 ha sido nulo al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Opciones sobre tipos de interés

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 18).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

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

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

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 18).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual si la contraparte ejerce el derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 31 de diciembre de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de acciones preferentes de diciembre de 2001, 1.000 millones de euros han quedado a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período comprendido entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés ha sido de 9 y 26 millones de euros respectivamente, registrados en el activo del balance de situación adjunto.

El efecto en la cuenta de resultados en relación con el instrumento de cobertura, así como con el elemento cubierto, ha ascendido a 17 y 74 millones de euros en 2007 y 2006 respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe “Cargas Financieras” al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (“cross currency IRS”)

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés para cubrir el valor razonable de las operaciones financieras contratadas. El detalle de dichas operaciones a 31 de diciembre de 2007 y 2006, es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable
Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (MXN)	308	-	-	-	-	-	308	2
Tipo medio a pagar (EUR)	8%							
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor+20,5pb							

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Valor razonable
Variable a Variable								
Importe Contrato/nocional (BRL)	6	25	-	-	-	-	31	(6)
Tipo medio a pagar (BRL)	103%	103%						
Tipo medio a cobrar (USD)	CDI Libor + 2,65%	CDI Libor + 2,65%						
Variable a Fijo								
Importe Contrato/nocional (BRL)	23	19	18	-	-	-	61	(14)
Tipo medio a pagar (BRL)	113%	113%	112%	129%	129%			
Tipo medio a cobrar (USD)	US+6,94%	US+7,48%	US+7,61%	US+10,59%	US+10,59%			
Importe Contrato/nocional (BRL)	5	3	-	-	-	-	8	(1)
Tipo medio a pagar (BRL)	CDI+1,70%	CDI+1,70%						
Tipo medio a cobrar (USD)	US+6,29%	US+6,00%						

El efecto registrado en la cuenta de resultados en relación con estas permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés en los ejercicios 2007 y 2006 ha ascendido a 6 y 9 millones de euros, respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe “Cargas Financieras” al no existir ningún tipo de ineffectividad.

38.2. Coberturas de flujo de efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período. Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima

A 31 de diciembre de 2007 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas diversas operaciones de cobertura sobre el precio del gas natural y la electricidad: (i) permutas financieras denominadas en dólares por un importe nominal neto de 27 millones de dólares, y un valor neto razonable negativo de 2 millones de euros, y (ii) permutas financieras denominadas en euros por un importe neto nominal de 45 millones de euros y con un valor razonable neto negativo de 3 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2006 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tenía contratadas operaciones de cobertura sobre el precio del gas natural: (i) permutas financieras denominadas en dólares por importe nominal de 12 millones de dólares, y un valor razonable negativo de 5 millones de euros, y (ii) permutas financieras denominadas en euros por importe de 20 millones de euros y con un valor razonable negativo de 1 millón de euros.

Operaciones sobre tipos de interés

i. Permutas financieras de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable
Variable a fijo								
Importe contrato/nocional (EUR)	0,3085	–	1	185	2	5	194	7
Tipo medio a pagar (EUR)	3,32%	3,32%	3,32%	3,40%	3,07%	3,25%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe contrato/nocional (MXN)	308,47	–	–	–	–	–	308	–
Tipo medio a pagar (MXN)	9,99%							
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIE 28 días							
Importe contrato/nocional (USD)	4	4	16	4	4	23	55	(4)
Tipo medio a pagar (USD)	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%		
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m		
Importe contrato/nocional (USD)	–	–	–	–	–	397	397	(8)
Tipo medio a pagar (USD)						5,27%		
Tipo medio a cobrar (USD)						Libor 3m		
Importe contrato/nocional (EUR)	–	–	–	–	750	–	750	5
Tipo medio a pagar (EUR)					4,23%			
Tipo medio a cobrar (EUR)					Euribor 3m			
Importe contrato/nocional (EUR)	–	62	–	–	–	–	62	1
Tipo medio a pagar (EUR)		3,67%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 3m						
Importe contrato/nocional (ARS)	35	–	–	–	–	–	35	–
Tipo medio a pagar (ARS)	11,40%							
Tipo medio a cobrar (ARS)	CER							

Cuentas anuales consolidadas

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Valor razonable
Variable a variable								
Importe contratado (EUR)	37	–	–	–	–	–	37	1
Tipo medio a pagar	Euribor 6m-0,10%							
Tipo medio a recibir	Euribor 6m+0,375							
Variable fijo								
Importe del contrato (MXN)	617	308	–	–	–	–	925	(1)
Tipo medio a pagar	7,75%	9,99%						
Tipo medio a recibir	TIIE 28 días							
Importe del contrato (EUR)	39	–	–	–	–	–	39	(2)
Tipo medio a pagar	5,87%							
Tipo medio a recibir	Euribor 6m+0,42bp							
Importe del contrato (EUR)	–	–	–	–	–	674	674	(237)
Tipo medio a pagar	6,75%							
Tipo medio a recibir	Euribor 3m							
Importe del contrato (USD)	3	4	4	16	4	27	58	(3)
Tipo medio a pagar	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%		
Tipo medio a recibir	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m		
Importe del contrato (EUR)	1	1	1	1	185	4	193	5
Tipo medio a pagar	3,83%	3,21%	3,21%	3,21%	3,40%	3,24%		
Tipo medio a recibir	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe del contrato (EUR)	–	–	62	–	–	–	62	–
Tipo medio a pagar	3,67%							
Tipo medio a recibir	Euribor 3m							
Importe del contrato (ARS)	–	35	–	–	–	–	35	(1)
Tipo medio a pagar	11,40%							
Tipo medio a recibir	CER							

ii. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable
1. Collar								
Importe contrato/nocional (EUR)	1,54	4,63	1,54	0,93	1,85	3,08	13,57	–
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,68%	5,01%		
Tipo medio a cobrar	Euribor							
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,63%	2,91%		
Tipo medio a cobrar	Euribor							
2. Collar con barreras								
Importe contrato/nocional (EUR)	0,31	–	–	–	0,93	–	1,24	–
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	4,74%				4,74%			
Tipo medio a cobrar	Euribor							
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	4,74%				4,74%			
Tipo medio a cobrar	Euribor							

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Valor razonable
1. Collar								
Importe contrato/nocional (EUR)	2	2	5	2	1	4	14	–
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,01%	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,99%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,11%	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,90%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
2. Collar con barreras								
Importe contrato/nocional (EUR)	–	0,31	–	–	–	1	1	–
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar		4,74%				4,74%		
Tipo medio a cobrar		Euribor				Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar		4,74%				4,74%		
Tipo medio a cobrar		Euribor				Euribor		

Operaciones sobre tipos de cambio

- **Contratos a plazo**

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. y Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de flujo de caja por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable (1)
USD/Euro (2)								
Importe contrato (USD)	199	3	3	3	3	8	219	(3)
Tipo de cambio medio de contrato	1,48	1,27	1,28	1,29	1,30	1,32		

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Valor razonable (1)
USD/Euro (2)								
Importe contrato (USD)	350	3	3	3	3	11	373	(5)
Tipo de cambio medio de contrato	1,30	1,26	1,27	1,28	1,29	1,31		

(1) En millones de euros equivalentes

(2) En millones de la primera divisa. Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

- **Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")**

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable
Variable a fijo								
Importe contrato (USD)	–	18	–	–	–	–	18	–
Tipo medio a pagar (ARS)		14,30%						
Tipo medio a cobrar (ARS)		Libor 6m						

Cuentas anuales consolidadas

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Valor razonable
Variable a Fijo								
Importe Contrato (USD)	-	-	18	-	-	-	18	-
Tipo medio a pagar(ARS)			14,30%					
Tipo medio a cobrar (ARS)			Libor 6m					

Durante el ejercicio 2007 se ha registrado en la "reserva por valoración a mercado" un gasto neto por importe de 20 millones de euros como consecuencia de la valoración a fair value de los instrumentos financieros designados como cobertura de flujos de caja descritos anteriormente. Adicionalmente, se ha traspasado a resultados desde la reserva por valoración a mercado un importe de 23 millones de euros que ha sido registrado como gasto en la cuenta de resultados.

Durante el ejercicio 2006 se registró un ingreso de 54 millones de euros en la reserva por valoración a mercado como consecuencia de la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros descritos anteriormente. Adicionalmente se ha traspasado a resultados desde la reserva por valoración a mercado un importe de 22 millones de euros que ha sido registrado como gasto en la cuenta de resultados a consecuencia del resultado de las operaciones cubiertas.

38.3. Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Repsol YPF suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio en la inversión.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

a) Contratos a plazo

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros, registrado en el pasivo del balance de situación a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable (1)
Eur/USD (2)								
Importe Contrato (EUR)	179	-	-	-	-	-	179	(14)
Tipo de cambio medio de contrato	1,59							

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	Valor razonable (1)
Eur/USD (2)								
Importe Contrato (EUR)	1.034	-	-	-	-	-	1.034	(8)
Tipo de cambio medio de contrato	1,32							

(1) En millones de euros equivalentes.

(2) En millones de la primera divisa. Repsol YPF compra la primera divisa mencionada y vende la segunda.

b) Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado como activo en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2007 y 2006, es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor razonable
Fijo a fijo								
Importe contrato/nocional (Eur)	-	-	1.175,0	-	750,0	2.200,0	4.125,0	677
Tipo medio a pagar (Usd)			7,16%		4,97%	5,26%		
Tipo medio a cobrar (Eur)			6,00%		4,22%	4,52%		

31 de diciembre de 2006	Vencimientos							Millones de euros	Valor razonable
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total		
Variable a fijo									
Importe Contrato/nocional (Eur)	–	–	–	1.175,0	0,0	1.000,0	2.175,0		540
Tipo medio a pagar (Usd)				7,16%		5,22%			
Tipo medio a cobrar (Eur)				6,00%		4,63%			

38.4. Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no califican como cobertura contable. Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

- **Operaciones sobre el precio del gas natural**

A 31 de diciembre de 2005, Empresa Petrolera Andina, S.A. y Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras) tenían suscrito un contrato que establecía un mecanismo de protección contra las variaciones del precio del gas ligado a un contrato de venta de gas a largo plazo. Dicho contrato fue cancelado en el ejercicio 2006, registrándose un resultado positivo por la liquidación del mismo de 298 millones de euros.

- **Permuta financiera sobre tipos de interés**

Durante el año 2007 se ha discontinuado la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes.

La pérdida acumulada registrada en el epígrafe "Reserva por valoración a mercado" a 31 de diciembre de 2007 y 2006 asciende a 47 y 51 millones de euros, respectivamente y será amortizada a lo largo de la vida de las acciones preferentes que cubrían. El importe de la reserva de valoración traspasado a resultados en el ejercicio 2007 por este concepto ha ascendido a un gasto de 4 millones de euros. Estas operaciones tenían un valor razonable negativo a 31 de diciembre de 2007 y 2006 de 170 y 237 millones de euros, respectivamente.

- **Otros contratos a plazo**

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de cambio. El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el activo del balance de situación a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

31 de diciembre de 2007	Vencimientos						Millones de euros	Valor razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	
Euro/USD								
Importe contrato (EUR)	625	–	–	–	–	–	625	2
Tipo de cambio medio de contrato	1,47							
USD/Euro								
Importe contrato (USD)	213	–	–	–	–	–	213	(3)
Tipo de cambio medio de contrato	1,44							
Euro/BRL								
Importe contrato (BRL)	11	–	–	–	–	–	11	0
Tipo cambio medio de contrato	3,00							

31 de diciembre de 2006	Vencimientos						Millones de euros	Valor razonable (1)
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total	
USD/Euro (2)								
Importe contrato	222	–	–	–	–	–	222	1
Tipo de cambio medio de contrato	1,3							
Euro/USD (2)								
Importe contrato	1.765,0	–	–	–	–	–	1.765,0	3
Tipo de cambio medio de contrato	1,32							
GBP/USD (2)								
Importe contrato	0,9	–	–	–	–	–	0,9	–
Tipo de cambio medio de contrato	1,96							

(1) En millones de euros.

(2) En millones de la primera moneda. Repsol YPF compra la primera moneda y vende la segunda.

Cuentas anuales consolidadas

• Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados, básicamente futuros y swaps.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

31 de diciembre de 2007	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos						Total	Millones de euros Valor razonable
		2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes		
Contratos de compra									
WTI	422	422	-	-	-	-	-	422	2
NYMEX HHO	37	37	-	-	-	-	-	37	-
IPE GO (*)	32	32	-	-	-	-	-	32	-
RBOB	186	186	-	-	-	-	-	186	1
Contratos de venta									
WTI	441	441	-	-	-	-	-	441	(2)
IPE GO (*)	47	47	-	-	-	-	-	47	(1)
RBOB	258	258	-	-	-	-	-	258	(1)
Swaps									
WTI	3.605	3.605	-	-	-	-	-	3.605	(10)
Brent	5.695	5.695	-	-	-	-	-	5.695	4
GO (*)	6	6	-	-	-	-	-	6	-
Propano (*)	8	8	-	-	-	-	-	8	-
Premium Unleaded (*)	3	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil (*)	112	-	22	23	22	23	22	112	-
Nafta (*)	79	79	-	-	-	-	-	79	2

31 de diciembre de 2006	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos						Ej. posteriores	Total	Millones de euros Valor razonable
		2007	2008	2009	2010	2011				
Contratos de compra										
Corto plazo:										
WTI	653	653	-	-	-	-	-	653	(1)	
IPE GO(*)	17	17	-	-	-	-	-	17	-	
RBOB	375	375	-	-	-	-	-	375	-	
Contratos de venta										
Corto plazo:										
WTI	2.927	2.927	-	-	-	-	-	2.927	2	
Brent	234	234	-	-	-	-	-	234	-	
NYMEX HHO	189	189	-	-	-	-	-	189	1	
IPE GO (*)	73	73	-	-	-	-	-	73	1	
RBOB	253	253	-	-	-	-	-	253	-	
Swaps										
Corto plazo:										
WTI	2.735	2.735	-	-	-	-	-	2.735	2	
Brent	6.756	6.756	-	-	-	-	-	6.756	2	
HHO (*)	41	41	-	-	-	-	-	41	1	
GO (*)	36	36	-	-	-	-	-	36	-	
Jet (*)	10	10	-	-	-	-	-	10	1	
Fuel Oil (*)	4	4	-	-	-	-	-	4	-	
Nafta (*)	144	144	-	-	-	-	-	144	(4)	

(*) En miles de toneladas.

En los ejercicios 2007 y 2006 se han registrado 50 y 46 millones de euros, respectivamente correspondientes a la valoración a mercado de las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2007 y 2006 descritas en la tabla anterior, así como por las liquidaciones efectuadas en el ejercicio de estas operaciones con derivados sobre productos.

39. Información sobre medio ambiente

El Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF incluye una metodología de identificación de los aspectos relevantes que permite elaborar anualmente planes de actuación medioambientales que forman parte de la planificación estratégica general del Grupo. En ellos se incluyen las acciones necesarias para dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivados de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplarán en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “fin de línea” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

39.1. Activos ambientales

A 31 de diciembre de 2007, el coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

<i>Millones de euros</i>			
	Coste	Amortización acumulada	Neto
Atmósfera	361	(185)	176
Agua	591	(344)	247
Calidad de productos	1.302	(546)	756
Suelos	144	(26)	118
Ahorro y eficiencia energética	169	(118)	51
Residuos	27	(9)	18
Otros	547	(296)	251
Total	3.141	(1.524)	1.617

El coste incluye 290 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2007 destacan, como en años anteriores, las requeridas para alcanzar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos exigida en la nueva normativa española y argentina, por un total de 43 millones de euros. Como proyectos singulares en este ámbito cabe mencionar la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con una inversión ambiental de 7,6 millones de euros.

También han sido significativas las inversiones destinadas a controlar, reducir y/o evitar emisiones contaminantes, destacando entre otras, las destinadas a la protección atmosférica, del medio hídrico y del suelo y las aguas subterráneas. Entre estas cabe señalar, la continuación de los proyectos de construcción de la planta de tratamiento de sosas gastadas en la refinería, y de desarrollo de la planta de OHP (Oxidación por Hidroperóxido) para el tratamiento de efluentes en el complejo petroquímico ambas en Tarragona (España) con una inversión de 7 y 9 millones de euros en 2007 y 2006, respectivamente.

39.2. Provisiones Ambientales

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos, y que figuran registrados en el epígrafe “Otras provisiones”.

El movimiento de las provisiones por actuaciones ambientales en el ejercicio 2007 es el siguiente:

<i>Millones de euros</i>	
Saldo a 1 de enero de 2007	257
Dotaciones con cargo a resultados	90
Aplicaciones con abono a resultados	(6)
Cancelación por pago	(62)
Reclasificaciones y otros movimientos	(101)
Saldo a 31 de diciembre de 2007	178

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyo saldo a 31 de diciembre de 2007 asciende a 698 millones de euros (ver nota 20).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2007 de las provisiones ambientales hay que destacar 73 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver nota 37).

Las pólizas de seguros corporativas cubren las responsabilidades civiles por contaminación derivadas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria.

39.3. Gastos ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2007 han ascendido a 128 millones de euros y figuran registrados bajo el epígrafe "Consumos" y "otros gastos".

Estos gastos incluyen las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la remediación de suelos y aguas subterráneas, la gestión de los residuos y la gestión del agua por importes de 36, 29, 28 y 19 millones de euros, respectivamente.

39.4. Actuaciones futuras

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energías renovables, la ley 26093 en Argentina, la Resolución SE 785/2005 en Argentina, la modificación de la Directiva Europea 96/61/CE sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC), así como la aplicación de la Ley 26/2007 sobre responsabilidad ambiental y el futuro reglamento que lo desarrolla y la ley 34/2007 de calidad del aire, recientemente aprobada en España.

En el ámbito del cambio climático, durante 2008 se ha producido la publicación de los Planes Nacionales de Asignación (PNAs) para el período 2008-2012 una vez aprobados por la Comisión Europea. Asimismo, las asignaciones definitivas para el período 2008-2012 para las instalaciones de Repsol YPF incluidas en el sistema europeo de comercio de emisiones a través de la Directiva 87/2003 se aprobaron en el caso del PNA español mediante el Real Decreto 1030/2007 y el mediante el Despacho 2836/2008 en el caso del PNA portugués.

Por otro lado, en enero de 2008 la Comisión Europea presentó un plan relativo a Cambio Climático y Energías Renovables en el que se establecen tres objetivos principales para el año 2020: reducir las emisiones de CO₂ en un 20% respecto a las realizadas en 1990, conseguir una cuota de producción de energías renovables del 20%, con una cuota mínima del 10% de biocombustibles en combustibles para el transporte y mejorar en un 20% la eficiencia energética. Dicho plan contempla la revisión de algunas directivas y la propuesta de algunas nuevas.

- La revisión de la Directiva de Mercado Europeo de Emisiones que modifica el alcance y la operativa del sistema a partir del 2013. Los principales aspectos a destacar son el establecimiento de un único plan de asignación a nivel europeo para el periodo 2013-2020 con una cantidad de derechos total equivalente a una reducción de 21% en 2020 respecto a 2005, la inclusión del sector de petroquímica y la sustitución progresiva de la asignación gratuita por subastas de derechos hasta llegar al 100% en 2020.
- La propuesta de Directiva de Captura y Secuestro de CO₂ (CAC) que contempla la incorporación de dichos proyectos en el sistema de comercio de emisiones.
- La propuesta de Directiva sobre fomento de energías renovables que establece para 2010, entre otros, requisitos relativos a porcentajes de biocarburantes sobre el consumo total de combustibles, calidad de los mismos, disminución de GEI (gases efecto invernadero) así como verificaciones de la sostenibilidad y seguimiento de actuaciones.

En 2006 se aprobó en Argentina la ley 26093, que contempla la incorporación de biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa es obligatoria a partir del cuarto año de entrada en vigor y supone inversiones dirigidas fundamentalmente a la obtención de los biocombustibles, su incorporación a los derivados del petróleo y su distribución logística. La Compañía, desde mediados de 2007, está comercializando el denominado gasoilbio (mezcla de gasoil con biocombustibles) en un número creciente de estaciones de servicio. La proporción de biocombustibles, que actualmente es de un 1%, se irá incrementando para poder cumplir con la exigencia del 5% que establece dicha ley.

Además, en Argentina, a finales de 2006, entró en vigor la Resolución SE 785/2005, referida al control de tanques de almacenamiento aéreo de hidrocarburos. Esta norma, establece la obligación de contratar diversas auditorías para verificar, en esencia, la hermeticidad de dichos tanques y la posible contaminación derivada de los mismos, estableciendo también obligaciones en cuanto a la reparación de aquellos y la remediación de los sitios que pudieran haberse contaminado.

En cuanto a las obligaciones del Reglamento 166/2006 de la Unión Europea que modificaba la Directiva sobre IPPC (Integrated Prevention Pollution Control) se ampliaron en España a través del Real Decreto 508/2007. Dicha regulación establece nuevos requisitos para el reporte de las sustancias contaminantes al aire, agua, suelo y residuos transferidos a partir de la información de 2007. Todos ellos se deberán comunicar a través del registro PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) que sustituye al EPER (Europe Pollutan Emission Register),

Paralelamente la Comisión europea presentó a finales de 2007 una propuesta de revisión de la Directiva IPPC que amplía el ámbito a otras actividades contaminantes, tales como instalaciones de combustión medianas (entre 20 y 50 MW), redefine del concepto BAT (Best Available Technologies) y establece valores límite de emisión más estrictos, especialmente para las grandes plantas de combustión.

En España, en octubre 2007 se aprobó la Ley 26/2007 que transpone la Directiva 35/2004 sobre responsabilidad medioambiental. Actualmente se está trabajando en el Reglamento de la misma para desarrollo de las previsiones del Capítulo IV sobre garantías financieras y el establecimiento del método de cálculo de definición del daño.

También en España, en noviembre de 2007 se aprobó la Ley 34/2007 de calidad del aire que establece límites de emisión al aire más restrictivos.

El Grupo Repsol YPF contribuye al FIDAC, Fondo Internacional de Indemnización de Daños debidos a la Contaminación por Hidrocarburos, como compañía petrolera receptora de hidrocarburos persistentes por vía marítima. Repsol YPF registra dichas aportaciones en el momento en que son facturadas por FIDAC.

40. Remuneración de los Auditores

En el ejercicio 2007, el importe de los honorarios devengados por el Auditor y su organización por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 7,2 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,9 millones de euros y 0,1 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de ambas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

41. Hechos posteriores

El 21 de Febrero de 2008, Repsol YPF ha vendido al Grupo Petersen un 14,9% de las acciones de YPF S.A. por un importe de 2.235 millones de dólares, instrumentando un préstamo al comprador por importe de 1.015 millones de dólares.

Adicionalmente, en un plazo máximo de cuatro años, el Grupo Petersen podrá ejecutar una opción de compra sobre un porcentaje adicional del 10,1% de capital social de YPF.

Anexo I. Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2007

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.
Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolíferos, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	-
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARSA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.	-
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.	
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.	-
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	-
Atlantic 4 Holdings, Llc.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.	-
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.	-
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.	-
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.	-
Repsol LNG, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Comercializadora de Gas, S.A.
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural, SDG, S.A.
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	-
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.	-
National Gaz	Marruecos	Repsol Butano, S.A.	-
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.	-
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	-
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	-
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	-
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	-
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.	-
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.	-
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.	-
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.	-
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	-
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú
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.
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P S.A.
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo, S.A.
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.
Vía Red Servicios Logísticos, S.A.	España	Repsol Butano, S.A.	-
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED
Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	-
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	-
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.	-
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	-
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	-
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, SLU	España	Terminales Canarias, S.L.	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR
CLH Aviación, S.A. (3)	España	CLH, S.A.	-
Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.	-
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.	-
Caiageste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost	-
Abastecimientos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABAA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR	-
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	640,0	612,4	(492,2)	977,5
Producción y comercialización de derivados	I.G.	100,00	100,00	5,4	(0,4)	(6,4)	-	(1,4)
Explotación de talleres y otras actividades	P.E.	100,00	100,00	0,1	0,2	0,2	-	0,5
Servicios aeroportuarios	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,4	0,8	-	1,3
Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	1,0	-	3,0
Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	9,3	2,0	-	9,9
Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	(0,2)	0,1	-	0,3
Remolcadores	I.G.	100,00	100,00	0,1	2,5	3,2	-	5,8
Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	57,0	(19,0)	-	38,1
Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	(1,2)	(0,7)	-	(1,8)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	121,1	1,0	38,2	-	160,3
Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	94,6	-	74,7	(74,7)	23,6
Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	94,6	32,4	58,2	(74,7)	27,6
Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	171,2	-	-	-	38,0
Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	171,2	(72,3)	(5,2)	-	20,8
Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	3,6	(2,9)	5,5	-	6,2
Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	51,5	(12,7)	15,6	-	54,4
Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,2	(0,7)	-	(0,4)
Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	19,6	(5,6)	(14,0)	-	0,0
Gestión comercialización de GNL	I.P.	50,00	100,00	2,0	0,1	0,1	-	1,1
Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	0,9	(0,8)	-	-	0,0
Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,1	3,0	11,4	-	14,5
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	350,9	78,9	(48,9)	439,6
Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	(1,9)	-	-	(0,6)
Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	0,4	1,2	0,4	-	2,0
Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	17,4	2,9	4,3	-	20,9
Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,5	(0,1)	0,0	-	0,2
Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	-	0,6	-	-	0,3
Comercialización de GLP	P.E.	75,73	100,00	0,2	(0,6)	(0,0)	-	(0,3)
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	5,0	5,8	5,3	-	16,1
Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	0,1	-	-	0,1
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,9	25,7	14,5	-	41,1
Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	-	0,8	0,3	-	1,1
Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	4,8	0,2	-	1,5
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	100,6	32,3	19,6	-	152,5
Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	73,0	0,2	53,1	(30,1)	43,3
Comercialización de GLP	I.G.	99,61	99,61	38,7	1,8	11,0	-	51,3
Distribuidora de GLP	I.G.	99,61	100,00	0,5	(0,3)	(0,1)	-	0,1
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,7	6,9	(0,6)	-	8,0
Comercialización de GLP	I.G.	51,00	51,00	1,3	3,0	(1,2)	-	1,6
Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	(2,5)	(1,6)	-	7,8
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	9,1	(4,4)	(2,7)	-	2,0
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	(0,1)	(0,2)	-	0,8
Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	P.E.	51,00	51,00	1,5	-	(0,1)	-	0,7
Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,8	531,6	201,1	(82,0)	952,4
Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	0,8	1,9	-	2,7
Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	8,4	18,0	40,4	(37,4)	28,4
Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	(6,6)	(0,1)	-	3,7
Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	0,1	1,7	1,3	-	0,7
Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,1	1,4	0,4	-	0,6
Servicios relacionados con la automoción	I.G.	100,00	100,00	-	0,8	0,1	-	0,9
Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	67,66	70,00	1,5	0,3	0,6	-	1,6
Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	7,3	22,0	16,1	(12,8)	31,5
Gestión EE.SS.	I.P.	48,33	50,00	15,4	4,3	1,4	-	10,2
Almacenamiento y distribución de pptos. petrolíferos	I.P.	48,33	50,00	20,8	2,2	1,1	-	11,6
Almacenamiento y distribución de pptos. Aviación	I.P.	48,33	100,00	1,0	(0,2)	0,8	-	0,8
Transporte y almacén de pptos. petrolíferos	P.E.	15,00	15,00	84,1	318,9	390,2	(421,6)	55,7
Transporte y almacén de pptos. petrolíferos	P.E.	15,00	100,00	31,7	26,1	6,0	-	9,6
Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	13,2	1,8	-	15,2
Comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,2	2,9	0,1	-	3,2
Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	292,8	49,0	-	400,8
Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	51,00	51,00	0,0	-	(0,2)	-	(0,1)
Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	99,67	0,0	0,5	0,7	-	1,2
Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	-	(0,1)	-	(0,0)
Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0,0	-	-	-	0,0
Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0,0	0,0	0,0	-	0,0
Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,0	0,9	-	32,4
Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	152,0	47,3	-	50,7
Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	72,7	23,2	(12,4)	22,4
Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	0,1	-	9,2	-	9,3
Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	400,9	296,4	(120,1)	599,9
Distribuc. y comercialización de pptos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	-	0,2	-	0,3
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.467,6	126,8	-	1.619,0

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Repsol Exploración Trinidad, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Akakus Oil Operations AG	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	–
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	–
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	–
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	–
Repsol Exploración Securé, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.	–
TGP, S.A.	Perú	Perú Pipeline Holding Co. LLC	–
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.	–
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol Exploración Kazakhstán, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	–
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	–
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	–
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	–
Repsol YPF Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.	–
Petroquirquire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Quiquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
BPRY Caribbean Ventures LLC	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	–
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLC	Trinidad y Tobago	BPRY Caribbean Ventures LLC	–
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	–
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp	–
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp	–
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp	–
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp	–
West Siberian Resources LTD	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.	–
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	–
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	–
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.	–
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	–
Servicios y Operaciones Perú S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	–
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.	Duragas, S.A.
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.	–
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.	–
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	–
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV	–
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC	–
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.
Gaviota RE	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE	–
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Canada LNG, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Occidental Corporation	Estados Unidos	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.	–
Repsol Polivar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S	–
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.	–
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	–
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.	–

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	12,6	0,7	-	15,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	6,8	(0,3)	-	8,5
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,8)	(7,1)	-	(5,9)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,0	235,1	(28,0)	-	211,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,8	899,8	342,6	(318,3)	931,9
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,2	0,4	-	1,7
Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	40,00	40,00	0,1	0,3	-	-	0,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,7	(8,4)	(32,0)	-	(35,7)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	21,2	4,2	-	25,4
Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	68,2	(9,5)	21,7	(5,7)	22,2
Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	-	-	-	-	-
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,5)	(0,2)	-	1,2
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,8	156,4	(17,7)	-	154,5
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	705,0	35,3	(19,2)	-	144,2
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	141,5	205,5	4,2	-	35,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(20,4)	-	(20,3)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,2	4,4	2,0	-	21,6
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	0,1	0,0	-	0,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(1,2)	-	(1,1)
Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	0,0	18,3	0,0	-	4,6
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,4)	(0,3)	-	(0,5)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	(1,4)	(0,7)	-	0,7
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	4,3	(0,2)	-	4,1
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	233,3	(93,0)	9,0	-	149,4
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,1	5,6	-	-	19,8
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11,2	98,2	(50,9)	-	58,6
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	(2,1)	(3,1)	-	(5,2)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	-	(8,8)	(7,6)	-	(8,2)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	3,7	301,9	101,8	-	163,0
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	94,1	45,1	-	83,7
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,2	(4,4)	-	(4,1)
Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	831,4	(716,6)	407,6	-	156,7
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	114,8	(146,1)	642,3	-	183,3
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	16,1	(14,7)	-	0,7
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	376,6	30,1	-	632,5
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	139,9	(29,5)	(17,5)	-	27,9
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.105,3	(51,4)	(40,3)	-	2.013,5
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26,9	(0,0)	0,0	-	26,9
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.074,1	(50,3)	(47,5)	-	1.976,4
Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	0,7	(1,1)	(0,4)	-	(0,8)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,4	-	(14,0)	-	(11,6)
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	347,2	351,2	(188,5)	-	51,0
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	85,1	64,5	5,7	-	155,3
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,1	0,2	-	0,6
Refino	I.G.	51,03	51,03	99,9	61,8	54,8	-	110,5
Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	57,0	(7,2)	15,6	-	33,4
Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,2	5,3	5,3	-	10,3
Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	-	(0,0)	-	0,0
Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	47,5	(8,6)	1,3	-	40,2
Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,5	(1,1)	(7,0)	-	(0,6)
Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	242,1	837,8	221,6	-	1.301,5
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	80,9	64,1	-	145,0
Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	165,7	-	320,2	(320,2)	33,1
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	165,7	97,3	312,7	(320,2)	51,1
Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,7	(293,2)	35,7	-	(256,8)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	(27,5)	7,8	-	(19,7)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	29,3	15,2	-	508,3
Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	7,6	58,9	7,3	-	73,8
Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	37,9	6,3	-	57,8
Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	4,8	-	2,7	-	7,5
Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3,3	(1,8)	1,0	-	2,5
Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	114,4	(16,2)	7,2	-	105,4
Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	12,9	(1,8)	(1,0)	-	10,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	35,2	220,2	(144,7)	27,8
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	(9,6)	(37,0)	-	13,9
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	99,99	100,00	17,4	(5,8)	(1,6)	-	10,0
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	4,0	3,3	0,5	-	7,8
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	0,5	(0,1)	(1,0)	-	(0,6)
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	28,5	(11,2)	-	20,3
Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	2,0	(0,2)	-	1,4
Producción, comercialización pdtos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	32,4	(11,5)	-	18,8
Producción, comercialización pdtos. químicos	P.E.	49,99	49,99	58,7	(9,0)	4,6	-	27,1

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	–
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.	–
Repsol Polimeros LDA	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.
Repsol Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA	–
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.	–
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.	–
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./Repsol Exploracion, S.A.
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL) (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.	–
Metragaz, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.	–
Gas Natural transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	–
El Andalus LNG SPA (3)	Argelia	Gas Natural Exploración, S. L.	–
Repsol-Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.
Gas Natural Soluciones, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Kromschroeder, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Distribuidora eléctrica Navasfrías, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Rioja, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Gas Galicia SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Gas Natural La Coruña, S.A. (2)	España	Gas Galicia SDG, S.A.	–
Gas Aragón, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holding Gas Natural, S.A.
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
La Energía, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.	–
UTE La Energía-GNE (2)	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.
AECOS Hospital Trias i Pujol AIE	España	La Energía, S.A.	–
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.	–
Tratamiento Almazán, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.	–
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.	–
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Invergas Puerto Rico, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Buenergía Gas & Power Ltd. (2)	I. Cayman	Invergas Puerto Rico, S.A.	–
Ecoeléctrica Holdings Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd	–
Ecoeléctrica Ltd.	I. Cayman	Ecoeléctrica Holdings Ltd.	–
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holdings Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
UTE GNS-Dalkia Energía	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	–
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Corporación Eólica, S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Energía, S.A.
Gas Natural Eólica, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	La Propagadora del Gas, S.A.
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Eólica, S.A.	–
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Eólica, S.A.	–
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera	España	Gas Natural Eólica, S.A.	–
Enervent, S.A. (3)	España	Gas Natural Eólica, S.A.	–
Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	–
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Boreas Eólica, S.A. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Los Castrios, S.A.	España	Boreas Eólica, S.A.	–
Molinos de Valdebezana, S.A. (2)	España	Boreas Eólica, S.A.	–
Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Boreas Eólica 2, S.A. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Molinos de Linares, S.A.	España	Molinos de La Rioja, S.A.	–
GN Wind SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
GN Wind SL 2 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
GN Wind SL 3 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
GN Wind SL 4 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	0,5	0,3	-	0,5
Comercialización de Productos Petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	268,4	67,3	36,3	-	372,0
Producción de electricidad	P.E.	66,67	66,67	0,0	0,0	-	-	0,0
Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,7	0,5	-	1,3
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	0,9	(2,1)	-	(1,2)
Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	19,3	5,4	-	27,1
Distribución de gas	I.P.	30,85	30,85	447,8	4.167,3	738,1	(192,5)	1.591,8
Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	94,8	13,5	119,6	-	70,3
Transporte de gas	I.P.	22,39	72,60	0,1	47,2	113,1	(50,0)	24,7
Transporte de gas	I.P.	22,30	72,30	3,4	0,8	0	-	1,2
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	14,9	43,1	9,0	(5,8)	18,9
Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	15,4	2,4	(12,3)	-	1,7
Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Licuefacción	P.E.	9,87	32,00	79,8	(6,5)	0,6	-	-
Aprovisionamiento y transporte	I.P.	65,42	50,00	2,0	0,1	0,1	-	1,4
Servicios	I.P.	30,85	100,00	6,2	3,4	0,7	-	3,2
Financieras y otras actividades	P.E.	13,11	42,50	0,7	10,9	0,5	-	1,6
Distribución de gas	I.P.	27,79	90,10	6,3	78,5	18,3	-	28,7
Distribución de gas	I.P.	29,30	95,00	26,8	16,9	4,6	-	14,2
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	101,0	1.031,8	277,0	(237,3)	361,7
Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	1,2	0,4	(0,4)	-	0,4
Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,7	-	-	-	0,2
Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,2	-	-	-	0,1
Distribución de gas	I.P.	26,99	87,50	2,7	8,9	2,7	-	3,9
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	3,6	27,1	6,6	-	10,4
Distribución de gas	I.P.	19,12	62,00	32,6	5,7	0,1	-	7,3
Distribución de gas	I.P.	17,40	91,00	2,3	(0,9)	0,2	-	0,3
Distribución de gas	P.E.	10,80	35,00	5,9	26,2	16,9	(3,9)	4,9
Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,2	1,3	0,5	-	0,6
Informática	I.P.	30,85	100,00	19,9	5,7	(1,4)	-	7,5
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	12,4	41,3	4,4	-	17,9
Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	1,4	-	-	0,5
Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	10,7	0,7	0,8	-	3,8
Cogeneración	I.P.	24,68	80,00	1,2	1,3	0,2	-	0,7
Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	1,7	-	0,2	-	0,6
Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	0,9	(0,1)	(0,3)	-	0,1
Cogeneración	I.P.	13,88	45,00	1,1	1,8	0,1	-	0,4
Cogeneración	I.P.	27,76	90,00	2,7	-	(0,1)	-	0,7
Generación Eólica	I.P.	24,68	80,00	2,0	-	-	-	-
Comercialización de gas y electricidad industrial	I.P.	30,85	100,00	2,4	29,7	118,8	-	46,5
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,0	(2,4)	(1,3)	-	0,4
Sociedad de cartera	I.P.	29,30	95,00	0,1	(57,6)	17,4	-	(11,8)
Sociedad de cartera	I.P.	14,65	50,00	63,2	19,0	-	(20,4)	9,1
Sociedad de cartera	I.P.	14,65	100,00	0,6	0,1	-	(0,2)	0,1
Generación de Electricidad	I.P.	14,65	100,00	63,2	(19,4)	51,2	(12,1)	12,1
Comercialización de gas, electricidad y gestión energética	I.P.	30,85	100,00	2,9	2,4	4,2	-	2,9
Gestión Energética	I.P.	15,42	50,00	-	(0,2)	-	-	(0,0)
Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,85	100,00	32,8	(6,6)	1,9	-	8,7
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,5	(1,3)	4,5	-	2,7
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	6,0	0,5	0,5	-	2,2
Generación Eólica	I.P.	20,98	68,00	2,5	0,3	0,7	-	0,7
Generación Eólica	I.P.	15,12	49,00	6,0	1,4	2,3	-	1,5
Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	2,7	2,8	2,4	-	1,2
Generación Eólica	P.E.	8,02	26,00	2,4	1,0	1,9	(0,5)	0,4
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	42,2	129,2	12,8	(11,3)	53,3
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	-	-	0,1
Generación Eólica	I.P.	30,70	99,50	5,2	5,3	2,2	-	3,9
Generación Eólica	I.P.	10,16	33,10	2,2	0,6	0,8	-	0,4
Generación Eólica	I.P.	18,42	60,00	0,1	-	-	-	0,0
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,3	1,1	-	0,5
Generación Eólica	P.E.	6,17	20,00	3,1	4,1	2,5	(1,7)	0,5
Generación Eólica	P.E.	5,55	18,00	1,5	2,5	2,2	(1,5)	0,3
Generación Eólica	I.P.	27,76	90,00	2,6	4,5	1,7	-	2,4
Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	9,9	29,1	12,9	-	8,0
Generación Eólica	I.P.	11,20	36,30	16,5	2,1	6,4	-	2,8
Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	10,3	8,4	11,0	-	4,6
Generación Eólica	I.P.	10,27	33,30	3,0	2,4	2,8	-	0,8
Generación Eólica	I.P.	7,71	75,00	0,1	-	-	-	0,0
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
GN Wind SL 5 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
GN Wind SL 6 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
GN Wind Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
GN Energy Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Energy way Produção de energia, LDA (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	–
Lantarón Energía S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Desarrollo del Cable, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Cantabria SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Murcia SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Cegas S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Finance, BV (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.	–
Holding Gas Natural, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Natural RE, S.A. (2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
CEG Rio, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional SDG	–
Gas Natural Puerto Rico, INC (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	–
Invergas, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–
Gas Natural Ban, S.A. (2)	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–
Gas Natural do Brasil S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Gas Natural Serviços, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil S.A.
Gas Natural México, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.
Comercializadora Metrogas S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV (2)	México	Comercializadora Metrogas S.A. de CV	–
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.
Transnatural, SRL de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV	–
CH4 Energía, S.A de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV	–
Gas Natural Vendita Italia, SPA (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	–
Gas Natural Distribuzione S.p.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	–
Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera
Agragas, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera
Normanna Gas, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S.p.A. (2)	Italia	Normanna Gas, S.P.A.	Agragas, S.P.A./Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A.
Gas Natural Italia SpA (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	–
Smedigas, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	–
Gas Natural Rigassificazione Italia, SPA (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	–
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–
Serviconfort Colombia S.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	–
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	–
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	–
Portal del Instalador, S.A. (2)	España	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	–
Central Anahuac, SA de CV (2)	México	Gas Natural Informática S.A.	Repsol YPF, S.A.
Controladora del Golfo SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.
Central Lomas del Real, SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–
Central Saltillo S.A. de C.V. (2)	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.
Central Vallehermoso SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.
Gasoducto del Río SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.
Italmeco S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–
Calgas SCARL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	–
Mecogas SRL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	–
Torre Marenostrum, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Central Térmica la Torreçilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Petroleum Oil & Gas España, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	P.E.	12,34	40,00	-	-	-	-	-
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Generación de electricidad	I.P.	30,85	100,00	-	-	-	-	-
Telecomunicaciones	I.P.	30,85	100,00	21,1	20,6	9,9	-	15,9
Distribución de gas	I.P.	27,88	90,40	3,2	28,0	2,7	-	9,5
Distribución de gas	I.P.	30,81	99,90	19,3	(5,5)	(3,7)	-	3,1
Distribución de gas	I.P.	30,75	99,70	25,4	68,0	8,1	-	31,2
Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	14,3	96,7	-	34,4
Financiera	I.P.	30,85	100,00	-	2,2	0,3	-	0,8
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,3	0,2	-	-	0,2
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	347,5	(169,7)	6,7	(3,7)	55,8
Financiera	I.P.	30,85	100,00	25,4	8,9	1,3	-	11,0
Seguros	I.P.	30,85	100,00	-	5,0	2,9	-	2,4
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	349,5	19,7	25,1	-	121,6
Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	0,2	1,0	1,6	-	0,6
Distribución de gas	I.P.	18,38	59,60	24,7	31,7	11,1	(6,0)	11,3
Distribución de gas	I.P.	16,72	54,20	153,3	112,5	37,8	(32,4)	45,3
Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	-	2,8	1,7	-	1,4
Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	2,1	(0,7)	(0,9)	-	0,2
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	48,9	60,6	-	-	33,8
Distribución de gas	I.P.	21,59	70,00	214,7	(153,0)	15,9	(13,4)	13,9
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	105,0	(23,5)	-	-	25,1
Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,84	100,00	0,6	(1,7)	(0,2)	-	(0,4)
Servicios	I.P.	30,85	100,00	1,8	1,1	1,2	(0,2)	1,2
Distribución de gas	I.P.	26,78	86,80	470,7	(183,4)	7,1	-	78,8
Distribución de gas	I.P.	26,78	100,00	128,1	(67,5)	(0,9)	-	16,0
Servicios	I.P.	26,76	100,00	-	(0,3)	-	-	(0,1)
Servicios	I.P.	26,84	100,00	-	(0,1)	(0,1)	-	(0,1)
Servicios	I.P.	26,76	100,00	6,1	(2,2)	2,2	-	1,6
Distribución de gas	I.P.	13,67	44,30	0,4	-	-	-	-
Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,38	50,00	10,4	(13,0)	(4,2)	-	(0,9)
Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,38	50,00	0,6	1,0	0,7	-	0,3
Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	12,8	(7,7)	-	2,2
Sociedad de Cartera y Distribución de Gas	I.P.	30,85	100,00	4,7	116,7	(0,9)	-	37,2
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,5	19,9	1,7	-	6,1
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	34,6	0,4	-	9,7
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	28,4	0,7	-	8,1
Comercialización de gas	I.P.	27,77	100,00	0,1	1,0	-	-	0,3
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,3	-	-	0,1
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	20,1	(0,6)	-	6,2
Regasificación de gas	I.P.	30,85	100,00	0,1	-	-	-	0,0
Servicios	I.P.	26,84	87,00	-	0,2	-	-	0,1
Instalaciones de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	(1,1)	0,3	-	0,4
Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,2	0,1	0,6	-	0,3
Distribución de gas	I.P.	18,23	59,10	10,9	141,6	64,4	-	39,5
Distribución de gas	I.P.	14,13	77,50	1,1	9,3	4,5	-	2,1
Distribución de gas	I.P.	9,94	54,50	9,2	25,7	7,6	(9,4)	3,3
Distribución de gas	I.P.	9,93	100,00	1,3	1,5	0,5	-	0,3
Servicios	I.P.	33,14	75,00	1,3	(0,1)	0,2	-	0,5
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	254,8	(86,6)	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	122,7	-	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	37,5	121,0	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	150,7	(49,5)	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	43,4	146,9	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	-	0,1	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	159,7	(44,1)	-	-	-
Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	2,7	6,2	-	-	-
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	22,4	(0,9)	-	-	-
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	1,7	-	-	-	-
Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	-	0,2	-	-	-
Financieras y otras actividades	P.E.	13,88	45,00	5,3	15,7	0,1	-	2,9
Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	1,2	-	-	-	0,2
Financiera	I.P.	30,85	100,00	0,1	1,6	0,1	-	0,6
Comercialización de gas doméstico	I.P.	30,85	100,00	4,5	0,2	3,3	-	2,5
Exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	3,9	51,1	0,5	-	17,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	99,04	3.696,2	1.184,8	816,0	-	5.642,3
Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	162,6	(79,6)	4,9	-	87,0

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	–
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	–
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	–
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.	–
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.	–
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.	–
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings	–
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.	–
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation	–
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation	–
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation	–
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.	–
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.	–
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)	–
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	–
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.	–
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. (3)	Argentina	A&C Pipeline Holding	–
Oleoducto Trasandino Chile, S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding	–
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.	–
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile
Gasoducto del Pacifico Cayman	Islas Cayman	YPF, S.A.	–
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Cayman	–
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Cayman	–
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (Cayman) S.A.	YPF, S.A.
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	–
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.	–
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	–
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.	–
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	–
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.	–
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.	–
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	–
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	–
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia/ R.YPF E&P Bolivia
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	–
Transierra S.A.	Bolivia	Empresa Petrolera Andina, S.A.	–
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	–
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista
Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Refinaria de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	–
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Manguinhos Distribuidora, S.A.
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol Gas Brasil, S.A.

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2007	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,7	(0,8)	–	–	(0,1)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,0	(13,5)	0,2	–	(13,2)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,0	(2,8)	(0,3)	–	(3,1)
Sociedades de propósito especial	I.G.	99,04	100,00	–	(9,4)	3,8	–	(5,6)
Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	379,0	(526,1)	(76,5)	–	(221,5)
Financiera	I.G.	99,04	100,00	102,7	(192,3)	(28,6)	–	(117,1)
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	102,7	(192,3)	(28,6)	–	(117,1)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	190,9	(316,9)	(37,6)	–	(162,0)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	1,3	(102,5)	(7,6)	–	(107,8)
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	22,0	(26,7)	0,0	–	(4,6)
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	(7,7)	0,2	(0,5)	–	(7,9)
Fraccionadora de gas	I.P.	37,64	38,00	137,9	26,4	148,7	–	117,8
Comercialización de hidrocarburos	I.G.	98,90	99,85	81,2	(46,0)	16,0	–	50,6
Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	–	–	–	–	–
Sociedad de cartera	P.E.	44,89	45,33	210,4	(254,4)	3,7	–	–
Distribución de gas	P.E.	31,43	70,00	386,7	(381,6)	43,2	–	–
Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	29,71	30,00	8,0	3,7	4,5	(3,4)	3,8
Financiera	P.E.	35,65	35,65	–	–	–	–	–
Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	100,00	–	–	–	–	–
Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	100,00	–	–	–	–	–
Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	35,65	30,9	(23,2)	–	–	2,7
Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	35,65	35,65	9,9	1,1	(0,1)	–	3,9
Financiera	P.E.	10,00	10,00	–	–	–	–	–
Construcción y explotación de gasoducto	I.G.	87,50	87,50	–	–	–	–	–
Construcción y explotación de gasoducto	I.G.	87,50	87,50	–	–	–	–	–
Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	10,00	10,00	55,6	(27,4)	(8,5)	–	2,0
Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	49,52	50,00	241,8	(61,3)	72,9	–	125,5
Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	49,52	50,00	68,5	22,0	34,3	–	61,8
Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	32,83	33,15	9,8	15,1	4,5	–	9,7
Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	36,64	37,00	74,8	(23,6)	(4,4)	–	17,1
Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	50,01	50,49	–	–	–	–	–
Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100,00	5,9	(3,2)	21,9	–	24,4
Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100,00	1,9	(1,8)	(0,0)	–	0,1
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	–	–	–	–	–
Distribución de gas natural	P.E.	16,50	16,66	0,0	–	–	–	0,0
Sociedad de cartera	P.E.	42,45	42,86	63,9	(102,8)	(1,6)	–	(17,2)
Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	39,53	79,83	106,8	(179,4)	(1,5)	–	(29,3)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	44,57	45,00	165,3	(177,8)	94,6	–	36,6
Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	–	(22,6)	43,3	–	20,7
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	726,7	(259,0)	47,4	–	515,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	50,00	50,00	184,1	(725,2)	84,2	–	(228,4)
Transporte de hidrocarburos	P.E.	22,25	44,50	54,3	14,6	9,2	–	17,4
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	90,3	74,3	13,0	–	177,6
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	103,2	59,9	13,5	–	176,5
Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	1,3	0,4	–	1,6
Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	935,6	(522,0)	113,9	–	527,4
Logística de productos derivados del petróleo	I.G.	100,00	100,00	129,6	(117,1)	(10,8)	–	1,7
Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	30,9	(30,9)	–	–	–
Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	31,13	31,13	12,6	(0,7)	0,4	–	3,8
Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	31,13	100,00	11,7	(9,2)	5,7	–	2,5
Comercialización de productos petroquímicos	I.P.	31,13	100,00	2,2	(0,2)	(0,1)	–	0,6
Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	345,1	258,0	101,6	–	211,4
Explotación estaciones de servicio	I.G.	100,00	100,00	33,7	(37,7)	(3,2)	–	(7,2)
Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,1	(0,0)	–	0,5

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

(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la sociedad participada. Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.

Anexo I. Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2007

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
A.I.E. Ciudad Sanitaria Vall d' Hebrón	España	La Energía, S.A.	-
AECs Hospital Bellvitge AIE	España	La Energía, S.A.	-
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
Argentine Private Development Company (APDC)	Islas Cayman	YPF, S.A.	-
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.	-
Burgalesa de Generación Eólica, S.A.	España	Sinia XXI, S.A.	-
Calgas SCARL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	-
Central Anahuac, SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Central Lomas del Real, SA de CV (2)	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	-
Central Saltillo S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Central Vallehermoso SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Controladora del Golfo SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
El Andalus LNG Spa.	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.	-
Gas Natural SDG Argentina, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	-
Gasoducto del Río SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
GN Energy Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind SL 2 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind SL 3 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind SL 4 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind SL 5 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
GN Wind SL 6 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	-
Invergas, S.A (2)	Argentina	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Iradia Climatización AIE	España	Gas Natural Soluciones, S.L.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Italmeco S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	-
Mecogas SRL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	-
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	-
Oleoducto Trasandino Argentino, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	-
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile, S.A.
Operaciones y Servicios YPF, Ltda.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Petróleos Transandinos, S.A.
Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	YPF, S.A. / OPESSA
Polymed	Argelia	Repsol Química, S.A.	-
Polymer Technology Inc.	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.	-
Repsol (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.	-
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	-
Termobarrancas	Venezuela	Repsol Exploración S.A.	-
Termogaucha - Usina Termeléctrica, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	-
Transportadora Sulbrasileira de Gas (TSB)	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	-
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.	-
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF International, S.A.	-
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	-

Concepto		31 de diciembre de 2007			1 de enero de 2007		
		Método de consolidación (4)	% participación total		Método de consolidación (4)	% participación total	
			% de participación patrimonial	% de participación control (5)		% de participación patrimonial	% de participación control (5)
Baja en el perímetro de consolidación	Diciembre 07	-	-	-	I.P.	25,06	81,25
Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Diciembre 07	-	-	-	I.P.	15,42	50,00
Adquisición	Diciembre 07	P.E.	12,34	40,00	-	-	-
Baja en el perímetro de consolidación	Septiembre 07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Aumento de la participación	Diciembre 07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Baja en el perímetro de consolidación por venta	Febrero 07	-	-	-	P.E.	7,48	24,24
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Disminución de la participación	Diciembre 07	P.E.	15,00	15,00	P.E.	25,00	25,00
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Disminución de la participación	Diciembre 07	P.E.	9,87	32,00	I.P.	57,87	80,00
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Aumento de la participación	Abril 07	I.G.	100,00	100,00	I.G.	48,33	100,00
Aumento de la participación	Junio 07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Alta en el perímetro	Octubre 07	I.P.	13,67	44,30	-	-	-
Alta en el perímetro	Noviembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Aumento de la participación	Junio 07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Noviembre 07	-	-	-	I.P.	30,85	100,00
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Baja en el perímetro de consolidación	Diciembre 07	-	-	-	P.E.	29,85	29,97
Adquisición	Diciembre 07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Aumento de la participación	Junio 07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Aumento de la participación	Junio 07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Aumento de la participación	Diciembre 07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Aumento de la participación	Diciembre 07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Baja en el perímetro de consolidación por venta	Diciembre 07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Baja en el perímetro de consolidación por venta	Diciembre 07	-	-	-	I.G.	99,99	100,00
Baja en el perímetro de consolidación	Junio 07	-	-	-	P.E.	26,95	26,95
Baja en el perímetro de consolidación	Noviembre 07	-	-	-	P.E.	70,00	70,00
Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Julio 07	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Alta en el perímetro	Enero 07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Septiembre 07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Baja en el perímetro de consolidación por venta	Diciembre 07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Diciembre 07	-	-	-	I.P.	26,00	26,00
Aumento de la participación	Abril 07	I.P.	25,00	25,00	I.P.	15,00	15,00
Adquisición	Septiembre 07	I.P.	24,68	80,00	-	-	-
Baja en el perímetro de consolidación	Abril 07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Alta en el perímetro	Diciembre 07	P.E.	25,00	25,00	-	-	-

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

(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

I.P.: Integración proporcional.

P.E.: Puesta en equivalencia.

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

Anexo I. Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2006

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Petroleum Oil & Gas España, S.A.(1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
West Siberian Resources LTD	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	–
Terrobarrancas, C.A.	Venezuela	Repsol Exploración, S.A.	–
Servicios de Seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARSA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp	–
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp	–
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	–
Quiquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Petroququire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.	–
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, SLU	España	Terminales Canarias, S.L.	–
El Andalus LNG (2)	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L..
Repsol Electricidade e Calor,ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA	–
UTE La Energía-GNE (1)	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.
Lantarón Energía S.L. (1)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Comercial LNG, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolíferos, S.A	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.	–
Repsol-Gas Natural LNG (3)	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.
Gas Natural Álava, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	–
YPF Energy Holdings N.V.	Antillas Holandesas	YPF International, S.A.	–
Autoclub Repsol S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	–
Autoclub Repsol Servicios S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.	–
Correduría Autoclub Repsol Seguros S.L.	España	Autoclub Repsol S.L.	–
Energy Infrastructure Asia, B.V.	Holanda	Repsol Butano, S.A.	–
Energy Infrastructure India, Ltd.	India	Energy Infrastructure Asia, B.V.	–
Natural Servicios, S.A. (1)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	–

Concepto	31 de diciembre de 2007			1 de enero de 2007			
	Método de consolidación (4)	% participación total		Método de consolidación (4)	% participación total		
		% de participación patrimonial	% de participación control (5)		% de participación patrimonial	% de participación control (5)	
Adquisición	Marzo 06	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Adquisición	Junio 06	P.E.	10,12	10,12	-	-	-
Adquisición participación adicional	Marzo 06	I.G.	100,00	100,00	I.G.	51,00	100,00
Alta en el perímetro	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Junio 06	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Junio 06	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 06	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Septiembre 06	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Julio 06	I.P.	60,00	60,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Julio 06	I.P.	40,00	40,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Noviembre 06	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Enero 06	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 06	I.P.	57,87	80,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Diciembre 06	P.E.	66,70	66,70	-	-	-
Alta en el perímetro	Julio 06	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Julio 06	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro	Mayo 06	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Cambio de método de integración	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	P.E.	100,00	100,00
Cambio de método de integración	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	P.E.	100,00	100,00
Cambio de método de integración	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	P.E.	100,00	100,00
Cambio de porcentaje de integración	Junio 06	I.P.	65,42	100,00	I.P.	15,42	100,00
Venta	Septiembre 06	-	-	-	P.E.	3,08	10,00
Baja del perímetro por disolución	Noviembre 06	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	Diciembre 06	-	-	-	I.G.	48,42	50,00
Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	Diciembre 06	-	-	-	I.G.	48,42	100,00
Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	Diciembre 06	-	-	-	I.G.	48,42	100,00
Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	Diciembre 06	-	-	-	I.P.	51,00	51,00
Baja por reclasificación a Act.disp. Venta	Diciembre 06	-	-	-	I.P.	51,00	100,00
Disminución de la participación	Diciembre 06	I.P.	22,21	72,00	I.P.	24,46	79,31

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(2) Empresas participada en un 48% por Repsol Exploración Argelia, S.A. y en un 32% por Gas Natural Exploración, S.A., se integra proporcionalmente el 48% de la misma y el 30,85% del 32% participado por el grupo Gas Natural.

(3) Empresas participada en un 50% por Repsol YPF, S.A. y en un 50% por Gas Natural SDG, S.A. Durante el 2006 Repsol YPF, S.A. ha integrado proporcionalmente el 50% de su participación.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

I.P.: Integración proporcional.

P.E.: Puesta en equivalencia.

Anexo II. Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2007

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi chergui	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
M'sani Akabli	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30%	GIFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y producción
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Aguaragüe	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd. Sucursal Argentina	Exploración y producción
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
Llancanelo	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Exploración y producción
Ramos	15,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Tierra del Fuego	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y producción
Yac La ventana-Río Tunuyan	60,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Brasil			
BM-C-33	50%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25%	Shell	Exploración
BM-S-44	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20%	Petrobras S.A.	Exploración
Albacora Leste	10%	Petrobras S.A.	Desarrollo
Bolivia			
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caiipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas
Canadá			
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL
Colombia			
Capachos	50%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 14	25%	Petroriente S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
España			
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Boquerón	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Chipirón	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Libia			
NC115	10%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	8%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50%	Petro - Canda Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Perú			
Lotes 56 & 88	10%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración y producción
Trinidad y Tobago			
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y producción
Venezuela			
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

Anexo II. Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2006

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
TFT	30,00%	GIFT	Exploración y producción
TFR	60,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y producción
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Producción
Aguaragüe	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
Bandurria	27,27%	YPF, S.A.	Exploración
CAM-1	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
CAM-3	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Producción
CCA-1 GAN GAN	50,00%	Wintershall Energía, S.A.	Exploración
CGSJ - V/A	50,00%	Wintershall Energía, S.A.	Exploración
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Producción
Filo Morado	50,00%	YPF, S.A.	Generación de Energía Eléctrica
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración
Llancanelo	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Producción
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Producción
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Producción
Ramos	15,00%	Pluspetrol Energy, S.A.	Producción
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Tierra del Fuego	30,00%	Pan American Fueguina S.R.L.	Producción
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Brasil			
BM-C-33	50,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40,00%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25,00%	Shell	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Albacora Leste	10,00%	Petrobras S.A.	Desarrollo
Bolivia			
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas
Canadá			
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL
Colombia			
Capachos	35%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
E.A.U.			
Dubai	25%	Dubai Marine Areas	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 14	25%	Vintage	Exploración y producción
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador	Exploración y producción
España			
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Boquerón	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Chipirón	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Libia			
Bloque NC 115	10%	Repsol Oil Operations	Exploración y producción
Bloque NC 186	8%	Repsol Oil Operations	Exploración y producción
Paquetes 1-2-3	1-60%	Repsol Oil Operations	Exploración y producción
Perú			
Lotes 56 & 88	20%	Hunt Oil	Exploración y producción
Trinidad y Tobago			
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y producción
Venezuela			
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción
Menegrande	40%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

Anexo III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los administradores en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos:

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 32.306 acciones

D. Isidre Fainé Casas

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 12 acciones

D. Juan María Nin Génova

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

D. Henri Philippe Reichstul

Cargos:

Consejero de Ashmore Energy International – Houston
Consejero de Brenco – Companhia Brasileira de Energia Renovável.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH)
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 8.765 acciones
