
*Informe de auditoría
independiente y
Cuentas anuales
consolidadas*

Informe de auditoría independiente 76

Cuentas anuales consolidadas 78

Anexos 150



Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
+34 915 56 74 30
www.deloitte.es

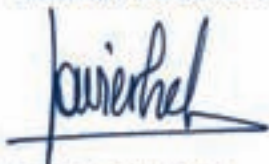
INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

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 2006, 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 2006 el Grupo Repsol YPF participaba en un 30,85%, y cuyos activos y resultado neto a dicha fecha representan un 9,06% y un 10,09%, respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes 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 consolidado, de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, del estado de flujos de efectivo consolidado y del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, además de las cifras consolidadas del ejercicio 2006, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2006. Con fecha 30 de marzo de 2006 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005, 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 2006 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 2006 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 2006 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 2006. 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
29 de marzo de 2007

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

Balances de situación consolidados

Al 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005

<i>Millones de euros</i>			
Activo	Nota	2006	2005
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	6	23.475	23.304
Propiedades de inversión	7	34	54
Fondo de comercio	8	3.422	3.773
Otros activos intangibles	9	1.156	1.003
Activos disponibles para la venta	10	249	1
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	11	521	399
Activos financieros	12	1.518	1.746
Activos por impuestos diferidos	24	913	1.197
		31.288	31.477
Activo corriente			
Existencias	14	3.874	3.730
Clientes y otras cuentas a cobrar	12	6.813	6.841
Hacienda pública deudora por impuesto de sociedades	24	382	586
Activos financieros líquidos	12	-	-
Inversiones financieras temporales		287	501
Efectivo y equivalentes al efectivo		2.557	2.647
		13.913	14.305
Total activo		45.201	45.782

<i>Millones de euros</i>			
Patrimonio neto y pasivo	Nota	2006	2005
Patrimonio neto			
Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la sociedad dominante	15	17.433	16.262
Accionistas minoritarios	15	609	528
		18.042	16.790
Pasivo no corriente			
Acciones preferentes	17	3.445	3.485
Préstamos y deudas financieras no corrientes	18	7.038	6.236
Pasivos por impuestos diferidos	24	2.707	3.380
Provisiones para riesgos y gastos no corrientes	19-20	2.660	2.878
Otros pasivos no corrientes	21	1.234	1.704
		17.084	17.683
Pasivo corriente			
Préstamos y deudas financieras corrientes	18	1.556	2.701
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	23	7.590	7.783
Hacienda pública acreedora por impuesto de sociedades	24	632	635
Provisiones para riesgos y gastos corrientes	19-20	297	190
		10.075	11.309
Total patrimonio neto y pasivo		45.201	45.782

Las notas 1 a 40 forman parte integrante de estos Balances de situación consolidados

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

Cuentas de resultados consolidadas

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2005

		<i>Millones de euros</i>	
	Nota	2006	2005
Ingresos			
Ventas		51.355	48.024
Otros ingresos		3.725	3.021
		55.080	51.045
Gastos			
Consumos		(35.117)	(32.512)
Gastos de personal		(1.674)	(1.542)
Dotaciones para amortización de inmovilizado		(3.094)	(2.450)
Otros gastos		(9.284)	(8.380)
		(49.169)	(44.884)
Resultados de operaciones continuadas antes de cargas financieras	26	5.911	6.161
Cargas financieras	27	(482)	(722)
Resultado antes de impuestos y participadas		5.429	5.439
Impuesto sobre beneficios	24	(2.220)	(2.332)
Participación en resultado ddi de sociedades puestas en equivalencia	11	139	117
Resultado del período		3.348	3.224
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(224)	(104)
Resultado atribuible a la sociedad dominante		3.124	3.120
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)		2,56	2,56
Beneficio por acción diluido (en euros)		2,56	2,56

Las notas 1 a 40 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 2006 y 2005

	Millones de euros	
	2006	2005
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación		
Resultado antes de impuestos	5.344	5.452
Ajustes al resultado:		
Socios externos	224	104
Resultado de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	(139)	(117)
Amortizaciones	3.094	2.450
Provisiones operativas netas dotadas	1.000	682
Resultados en enajenación de activos no comerciales	(253)	(175)
Cargas financieras devengadas	482	722
Otros ajustes	(699)	21
Subtotal	9.053	9.139
Variación real del fondo de maniobra comercial	(460)	(800)
Dividendos cobrados de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	136	85
Impuestos pagados	(2.236)	(2.188)
Provisiones aplicadas a su finalidad	(455)	(180)
	6.038	6.056
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversiones en inmovilizado y sociedades:		
Activos intangibles	(156)	(134)
Propiedades, planta y equipo	(5.417)	(3.173)
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	(19)	(252)
Otros activos no corrientes	(145)	(154)
Total inversiones	(5.737)	(3.713)
Desinversiones	515	581
	(5.222)	(3.132)
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación		
Deuda financiera neta recibida (cancelada)	179	(2.215)
Cargas financieras pagadas	(596)	(556)
Subvenciones y otros pasivos no corrientes cancelados y otros	285	(213)
Dividendos distribuidos	(825)	(681)
	(957)	(3.665)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.647	3.328
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	(141)	(741)
Otras variaciones en efectivo y equivalentes		
Por incorporación de sociedades	2	45
Por tipo de cambio	49	15
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	2.557	2.647

Las notas 1 a 40 forman parte integrante de estos Estados de flujos de efectivo consolidados.

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

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidado

Corresponden a los ejercicios anuales terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2005

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 revalorización	Diferencias conversión	Reservas valoración a mercado	Beneficios retenidos	Dividendo a cuenta	Total			
Saldo a 31 de diciembre de 2004	1.221	6.428	244	3	(405)	24	5.596	(305)	12.806	424	13.230	
Resultado del ejercicio							3.120		3.120	104	3.224	
Diferencias de conversión					1.012				1.012	47	1.059	
Reservas por reevaluación de activos y pasivos						50			50		50	
Distribución de resultados del ejercicio anterior							(610)	305	(305)	(69)	(374)	
Dividendo a cuenta								(366)	(366)		(366)	
Variaciones del perímetro de consolidación										2	2	
Otros efectos							(55)		(55)	20	(35)	
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 reevaluación 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										(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	

Las notas 1 a 40 forman parte integrante de estos Estados de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
Memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2006

Índice

1	Bases de presentación y marco regulatorio	84
2	Principios de consolidación	87
3	Políticas contables	89
3.1	Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes	89
3.2	Compensación de saldos y transacciones	89
3.3	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	89
3.4	Propiedades, planta y equipo	89
3.5	Propiedades de inversión	91
3.6	Fondo de comercio	91
3.7	Otros activos intangibles	92
3.8	Activos disponibles para la venta	93
3.9	Deterioro del valor de los activos tangibles, intangibles y fondo de comercio	93
3.10	Activos financieros corrientes y no corrientes	93
3.11	Existencias	94
3.12	Efectivo y equivalentes al efectivo	94
3.13	Beneficio por acción	94
3.14	Pasivos financieros	95
3.15	Provisiones	95
3.16	Pensiones y obligaciones similares	95
3.17	Subvenciones e ingresos diferidos	96
3.18	Arrendamientos	96
3.19	Impuesto sobre beneficios	97
3.20	Reconocimiento de ingresos y gastos	97
3.21	Operaciones con derivados financieros	98
3.22	Metodología para la estimación del valor razonable	99
3.23	Nuevos estándares emitidos	99

4	Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	101
5	Estimaciones y juicios contables	101
6	Propiedades, planta y equipo	102
7	Propiedades de inversión	103
8	Fondo de comercio	104
9	Otros activos intangibles	106
10	Activos disponibles para la venta	107
11	Inversiones registradas por puesta en equivalencia	107
12	Activos financieros corrientes y no corrientes	109
13	Pérdida de valor de los activos	111
14	Existencias	111
15	Patrimonio neto	112
16	Dividendos	114
17	Acciones preferentes	114
18	Financiación recibida	115
19	Provisiones para riesgos y gastos	117
20	Provisión para pensiones y obligaciones similares	117
21	Otros pasivos no corrientes	118
22	Deudas por arrendamiento financiero	119
23	Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	120
24	Situación fiscal	120
25	Negocios conjuntos	123
26	Ingresos y gastos de las operaciones continuadas antes de cargas financieras	124
27	Ingresos y gastos financieros	124
28	Información por segmentos	125
29	Venta de filiales	127
30	Combinaciones de negocios	127
31	Incentivos a medio y largo plazo	128
32	Información sobre operaciones con partes vinculadas	129
33	Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo	131
34	Plantilla	134
35	Contratos de arrendamiento operativo	134
36	Pasivos contingentes y compromisos	135
37	Operaciones con derivados	139
38	Información sobre medio ambiente	146
39	Remuneración de los auditores	149
40	Hechos posteriores	149

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 las presentes Cuentas anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. 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) aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2006, de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2006, 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 2006, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 28 de marzo de 2007, 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 5 sobre estimaciones y juicios contables.

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2005 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 16 de junio de 2006.

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 62/2003, de 30 de diciembre, introdujo modificaciones significativas en el régimen jurídico de la conocida como "golden share" (Ley 5/1995) y en la "golden share energética" (Ley 55/1999). En cuanto al régimen de la "golden share", se mantuvo para Repsol YPF hasta el 6 de febrero de 2006.

En cuanto a la "golden share energética" recogida en 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, deberán 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.

- Por otro lado, el 28 de febrero de 2006 ha entrado en vigor el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la Comisión Nacional de Energía, sometiéndose a autorización administrativa determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.
- Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.
- El 27 de agosto de 2004 entró en vigor el Real Decreto 1716/2004, por el que se desarrolla la Ley de Hidrocarburos en relación con la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y de gas natural y con la obligación de diversificación de suministro de gas natural. Se definen los sujetos sobre los que recaen estas obligaciones, el contenido de las mismas, la cantidad, forma y localización de estas existencias, las obligaciones de información y las competencias administrativas relativas a la inspección y control de estas obligaciones.

La mitad de las existencias mínimas de seguridad en el sector del petróleo, excluido el GLP, tendrán la consideración de reservas estratégicas. Este incremento de las reservas estratégicas será de aplicación a partir del 1 de enero de 2007.

Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de GLP o gas natural o a diversificar el suministro de gas natural debieron ajustarse a las disposiciones de este Real Decreto antes del 27 de febrero de 2005. No obstante, los contratos de aprovisionamiento de gas natural suscritos antes del 27 de agosto de 2004 y que suponían una dependencia de un país superior al 60%, se podrían mantener hasta su vencimiento, si bien no podrán prorrogarse o suscribir nuevos contratos con el mismo país, en tanto no se cumpla la obligación de diversificación del suministro.

Quedan exentos de la obligación de diversificación de sus aprovisionamientos los transportistas que incorporen gas natural al sistema en tanto se mantenga vigente la aplicación preferente al suministro a tarifa del gas natural procedente del contrato de Argelia.

El Real Decreto 1716/2004 regula también el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y las situaciones de escasez de suministro de hidrocarburos.

CORES asume, entre otras funciones, la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas, el control de las existencias mínimas de seguridad en el sector del petróleo y, por lo que respecta al sector del gas natural, el control del cumplimiento de la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad y de la obligación de diversificación de los abastecimientos.

Asimismo, de acuerdo con las disposiciones legales en vigor establecidas en el Real Decreto 1716/2004, Repsol Butano, S.A. ha de mantener almacenadas las existencias necesarias de gases licuados del petróleo para un período de 20 días de las ventas o que garanticen el suministro de la demanda de gas.

- La cuota máxima de abastecimiento de gas natural en el mercado español por una misma sociedad o Grupo de sociedades se limita al 70%.

Argentina

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”). El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias de dicha ley. El marco regulatorio de esta ley fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley N° 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF y tuvo como objeto iniciar el proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La 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 N° 25.943 mediante la que se dispuso la creación de la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, el transporte, almacenaje, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Asimismo, esta ley otorgó a ENARSA la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se hayan otorgado a otras empresas con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto N° 546/2003, ley N° 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos.

En Octubre de 2006 mediante la Ley N° 26.154 se creó un régimen promocional para la exploración y explotación de hidrocarburos aplicable en todas las provincias que conforman la República Argentina, que se adhieran al mismo, y en la Plataforma Continental Argentina. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

Gas natural

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

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

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

Refino

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

Regulación del mercado

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

En enero de 2004 se dictó el Decreto N° 181/04 mediante el cual se autorizó a la Secretaría de Energía a realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el mercado local.

El 24 de marzo de 2004 la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 265/04, mediante la cual se adoptan medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico.

De acuerdo con la Resolución N° 659/04 (modificada por la Resolución N° 1.681/04), las exportaciones de gas natural pueden ser afectadas debido a falta de gas natural en el mercado local, dado que es posible requerirle a los productores exportadores el envío de volúmenes adicionales de gas natural al mercado interno que no se encuentran contractualmente comprometidos por dichos productores a efectos de satisfacer la demanda interna de gas natural (requerimientos adicionales de inyección). La exportación de gas natural bajo permisos de exportación otorgados previamente a productores está condicionada al cumplimiento de los requerimientos de inyección adicional impuestos a los productores exportadores por las autoridades gubernamentales.

En mayo de 2005, dicho programa fue modificado y complementado por la Resolución N° 752/05 de la Secretaría de Energía. Sobre la base de la Disposición N° 27/04, Resolución N° 659/04 y Resolución N° 752/05, la Secretaría de Energía y/o la Subsecretaría de Combustibles ha instruido a YPF a redireccionar volúmenes de exportación de gas natural al mercado interno, afectando de esta forma las exportaciones de gas natural.

Con fecha 11 de octubre de 2006, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 25/2006 mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas a cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina.

Venezuela

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio de Energía y Petróleo aprobó la constitución de la empresa mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó la constitución de la empresa mixta Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA. A 31 de diciembre de 2006 estaban pendientes determinadas actuaciones formales relacionadas con el otorgamiento de la licencia de gas natural a esta última empresa. En marzo de 2007 se otorgó la licencia de gas.

Bolivia

Con fecha 1 de mayo de 2006 se ha publicado 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. Con la publicación de dicho decreto se abrió un período de 180 días para la negociación de acuerdos que reflejaran este nuevo marco legal. El 28 de octubre de 2006, Repsol YPF 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, que ya han sido aprobados por el Congreso de Bolivia, serán efectivos cuando sean oportunamente protocolizados. El Decreto Supremo 28900-A regula las actuaciones a llevar a cabo hasta que los nuevos contratos sean efectivos.

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, tanto financieras como operativas, de las actividades 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, 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 supone la consolidación en base al valor teórico-contable de la participación poseída en la sociedad. El resultado neto obtenido en cada ejercicio por 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 convertirán 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 convertirán al tipo de cambio medio del periodo 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 2006 y 2005 han sido:

	A 31 de diciembre de 2006		A 31 de diciembre de 2005	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar	1,317	1,255	1,184	1,243
Peso argentino	4,006	3,833	3,567	3,609
Real brasileño	2,816	2,729	2,772	3,037
Peso chileno	701,160	665,759	606,903	696,415

2.2 Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2006 y 2005.

3 Políticas contables

Las principales políticas contables seguidas por Repsol YPF en la elaboración de las Cuentas anuales consolidadas, de acuerdo con lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), 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 que surgen de tal valoración se registran en la Cuenta de resultados del periodo en que se producen.

Las diferencias de cambio resultantes de las operaciones de financiación a largo plazo que formen 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 periodo superior a un año para estar listos para su uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos.

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

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

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones del Grupo Repsol YPF requieren revisiones periódicas. En este sentido, parte de los elementos objeto de sustitución son reconocidos de forma específica y amortizados en el periodo 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).

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 corregido 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	20–30
Elementos de transporte	5–20

El valor residual y la vida útil de estos activos se revisan con carácter anual y su amortización 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 periodo de tiempo se capitalizan a su precio de compra y se amortizan con cargo a resultados (como máximo en el periodo de duración del contrato que regula dichos permisos) de acuerdo con el criterio señalado en el apartado "Costes de exploración" siguiente. 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.

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 periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, 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".

- iv. Los costes de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe "Inversión en zonas con reservas".
- v. Los costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance. 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 una provisión por depreciación.
- 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 registro 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, 6, 13 y 26).

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 del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza.

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

3.5 Propiedades de inversión

Son aquellos activos (edificios y 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 precio pagado en la adquisición de sociedades y el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las sociedades adquiridas a la fecha de adquisición (ver nota 8).

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma, la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea "Otros ingresos" de 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 se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados inicialmente al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención.

A medida que se van realizando emisiones a la atmósfera, el Grupo registra una provisión en función de las toneladas de CO₂ emitidas valoradas de la siguiente forma: (i) las toneladas correspondientes a los derechos de emisión asignados de forma gratuita, a los precios originales o al precio de cotización al cierre, el menor de los dos; (ii) las toneladas correspondientes a los derechos de emisión comprados en el mercado, a los precios medios de compra o al precio de cotización al cierre, el menor de los dos, y (iii) las toneladas emitidas en el período y para las que no se dispone de derechos de emisión, al precio de cotización al cierre.

El ingreso diferido registrado por los derechos de emisión recibidos a título gratuito se va imputando a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes.

El efecto neto en la Cuenta de resultados del Grupo por las operaciones relacionadas con los derechos de emisión de los ejercicios 2006 y 2005 ascendió a un gasto neto de 4 y 2 millones de euros, respectivamente.

Los derechos de emisión se dan de baja en el momento en que se entregan, se transmiten a terceros o se cumplen las condiciones marcadas para su caducidad.

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 10 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 principalmente con el propósito de venderlos en un corto plazo y aquellos otros adquiridos para su negociación y los derivados, excepto aquellos derivados designados como instrumentos de cobertura y que cumplan las condiciones para ser eficaces.

b) Préstamos y cuentas a cobrar

Son activos financieros, distintos de los instrumentos derivados, 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, distintos de los instrumentos derivados, 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, distintos de los instrumentos derivados, 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) más, en el caso de un activo financiero que no se contabilice al valor razonable con cambios en resultados, 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 a 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 clasificados como valorados 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 las inversiones “disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro 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 periodo.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado, préstamos y cuentas a cobrar y las inversiones mantenidas hasta el vencimiento, se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de cobrar todos los importes de acuerdo a los términos originales de las cuentas a cobrar. 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.

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 (básicamente coste medio anual acumulado) 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 14).

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 tres 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 15.1).

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 17 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.

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 36).

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 ha implantado un nuevo sistema de previsión social denominado "Plan de Previsión" que, en el caso de los directivos que se han adherido al mismo, extingue, sustituye y absorbe 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 periodo 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 de "Resultados financieros".
- 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 de "Resultados financieros".

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 conjunto de las propiedades, planta y equipo de uso propio 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, identificados como diferencias temporarias solo se reconocen en el caso de que la reversión se produzca en un plazo cercano y se considere probable que las entidades consolidadas vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. El resto de activos por impuestos diferidos (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) solamente se reconocen en el caso de que se considere probable que las entidades consolidadas vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos.

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 24).

Adicionalmente, 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 2006 y 2005 un mayor gasto por importe de 6.524 y 5.636 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.

Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 37.

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 periodo.

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 periodo.

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 periodos en los que las partidas cubiertas afectan 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 las diferencias de cambio resultantes 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 neto se transfieren a los resultados netos del período.

La información detallada sobre estas operaciones para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2006 y 2005 se recogen en la nota 37.

3.22 Metodología para la estimación del valor razonable

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 con factores de riesgo que implica ponderaciones del 70% y el 30% para las reservas probables y posibles, respectivamente.

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 proyecciones estándares de largo plazo, soportadas por la media de los precios históricos obtenidos a partir de un número considerable de años.

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 de cinco años y en el año sexto se incluye una entrada de fondos igual a la renta perpetua del resultado de las operaciones obtenido en el año quinto. Cuando aparecen inversiones en los años finales del período de evaluación, se corrige la renta perpetua para tener en cuenta los efectos de generación de caja en años posteriores como consecuencia de estas inversiones.

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.

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:

- Modificaciones a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros – Información a revelar sobre el capital", adoptadas por el Reglamento (CE) n° 108/2006 de 11 de enero de 2006. Añade nuevas obligaciones de información a revelar sobre el capital. Esta modificación a la NIC 1 es aplicable a los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2007.
- NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", adoptada por el Reglamento (CE) n° 108/2006 de 11 de enero de 2006. Esta NIIF reúne todos los requerimientos sobre la información a revelar de instrumentos financieros en una única norma. La Norma también requiere información sobre el alcance de la exposición de la entidad a los riesgos de los instrumentos financieros y una descripción de los objetivos, políticas y procedimientos de la entidad para gestionarlos. La NIIF 7 es aplicable a los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2007.
- CINIIF 7 "Aplicación del Procedimiento de Reexpresión según la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias", adoptada por el Reglamento (CE) n° 708/2006 de la Comisión de 8 de mayo de 2006. Esta Interpretación relativa a la NIC 29 aclara cómo se deben corregir las cifras comparativas de los estados financieros cuando la entidad identifica que la economía de su moneda funcional es hiperinflacionaria y cómo se reexpresarán los impuestos diferidos en el balance de apertura. Esta CINIIF es aplicable a los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de marzo de 2006.
- CINIIF 8 "Alcance de la NIIF 2", adoptada por el Reglamento (CE) n° 1329/2006 de la Comisión de 8 de septiembre de 2006. Esta Interpretación aclara que la NIIF 2 también aplica a los acuerdos de pagos basados en acciones donde la entidad aparentemente no recibe nada o recibe productos y/o servicios insuficientes a cambio. Esta Interpretación es aplicable a los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de mayo de 2006.

- CINIIF 9 “Nueva Evaluación de los Derivados Implícitos”, adoptada por el Reglamento (CE) nº 1329/2006 de la Comisión de 8 de septiembre de 2006. El objetivo fundamental de esta Interpretación es aclarar que sólo se debe evaluar si un derivado implícito debe ser separado del contrato anfitrión y contabilizado como un derivado cuando la entidad se convierte en parte del contrato por primera vez, salvo que haya un cambio en los términos del contrato que modifique significativamente los flujos de caja. La CINIIF 9 es aplicable a los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de junio de 2006.
- CINIIF 10 “Información Financiera Intermedia y Deterioro de Valor”. Esta Interpretación establece que cualquier pérdida por deterioro de valor reconocida en el fondo de comercio o en una inversión en un instrumento de capital o en un activo financiero llevado a coste en un periodo intermedio no debe ser revertida en posteriores periodos intermedios o en los estados financieros anuales. La CINIIF 10 es aplicable a los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de noviembre de 2006.
- CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con Acciones Propias y del Grupo”. 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. Esta Interpretación 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 será de aplicación a la contabilización por el operador de las concesiones otorgadas por una entidad pública a un concesionario privado. Esta Interpretación será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2008.
- NIIF 8 “Segmentos operativos”. 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. Los importes de cada partida de los segmentos operativos serán los comunicados a la Dirección para la distribución de los recursos a los segmentos y para la evaluación de su desempeño. Esta Interpretación será de aplicación para los ejercicios anuales que comiencen a partir de 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.

4 Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas

Las actividades del Grupo exponen a éste a diversos tipos de riesgo financiero:

- riesgo de mercado, consecuencia de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados y tipos de interés;
- riesgo de crédito, asociado a contratos financieros y a la actividad comercial;
- riesgo de liquidez (o de solvencia), en la medida en que el Grupo podría llegar a encontrar dificultades para disponer de los recursos financieros necesarios para hacer frente a sus compromisos y;
- riesgo de tipo de cambio, dado que una parte de las transacciones se realizan en moneda diferente al euro.

Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo, y utiliza diversos instrumentos financieros para realizar coberturas, de acuerdo con directrices corporativas comunes para todo el Grupo. La contratación de estos instrumentos financieros está centralizada y sujeta a controles específicos.

La nota 37 "Operaciones con derivados" describe los instrumentos derivados utilizados por el Grupo para gestionar el riesgo de mercado y de tipo de cambio y discute el propósito de cada uno de ellos así como la relación de cobertura que ha sido definida.

5 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 6 y 13).

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) y los principios contables establecidos por el FASB (U.S. Financial Accounting Standards Board).

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 36).

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.

6 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 2006 y 2005 es la siguiente:

Millones de euros

	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
Coste								
Saldo a 1 de enero de 2005	2.189	15.630	23.814	570	1.292	1.312	1.163	45.970
Inversiones (1)	119	465	1.554	131	12	305	587	3.173
Retiros o bajas	(12)	(195)	(416)	(45)	(5)	(79)	(6)	(758)
Diferencias de conversión	142	663	3.399	25	87	74	75	4.465
Variación del perímetro de consolidación	38	153	–	–	4	70	39	304
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(50)	660	368	(15)	15	(91)	(567)	320
Saldo a 31 de diciembre de 2005	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
Amortización y pérdidas de valor acumuladas								
Saldo a 1 de enero de 2005	(738)	(9.265)	(13.879)	(472)	(451)	(862)	–	(25.667)
Amortizaciones	(54)	(780)	(1.322)	(52)	(46)	(74)	–	(2.328)
Retiros o bajas	3	124	335	49	5	22	–	538
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	(20)	–	(74)	–	–	–	–	(94)
Diferencias de conversión	(43)	(358)	(1.961)	(14)	(58)	(31)	–	(2.465)
Variación del perímetro de consolidación	(25)	(83)	–	–	(3)	(62)	–	(173)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	2	87	(41)	–	(8)	(21)	–	19
Saldo a 31 de diciembre de 2005	(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 (3)	(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)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2006 (4)	1.581	7.365	11.173	370	790	668	1.528	23.475

(1) En 2006 las principales inversiones se han realizado 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). De las inversiones en Estados Unidos, 663 millones de euros corresponde a la compra de reservas probadas y 1.064 millones de euros a reservas no probadas del campo Shenzi en el Golfo de México. Las principales inversiones en 2005 en este epígrafe se realizaron en Argentina (1.060 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (955 millones de euros), en el Norte de África y Medio Oriente (64 millones de euros) y en España (959 millones de euros).

(2) En 2006 incluye 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 19) y 132 millones de euros de traspaso a activos intangibles.

En 2005 se incluía, fundamentalmente, 274 millones de euros correspondientes al alta de provisión por desmantelamiento de campos.

(3) (Ver nota 13).

(4) A 31 de diciembre de 2006 y 2005 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 758 y 724 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 841 y 1.527 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 831 y 1.291 millones de euros a 31 de diciembre de 2005, 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 8.452 y 8.647 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 3. En 2006 y 2005, el coste medio de la financiación ajena ha sido 6,14% y 5,75% el importe activado por este concepto ha ascendido a 35 y 19 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados minorando el epígrafe de "Cargas financieras" de la Cuenta 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 2006 y 2005 de 89 y 26 millones de euros, respectivamente; estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2007 y 2054.

En los ejercicios 2006 y 2005 se incluyen 640 y 645 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 593 y 617 millones de euros en 2006 y 2005, 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.

7 Propiedades de inversión

El movimiento de las propiedades de inversión en los ejercicios 2006 y 2005 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2005	65	(13)	52
Retiros o bajas	(3)	-	(3)
Dotación de amortización y otros movimientos	6	(1)	5
Saldo a 31 de diciembre de 2005	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

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2006 y 2005 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 57 y 122 millones de euros, respectivamente.

Los ingresos registrados en el ejercicio 2006 relacionados con las propiedades de inversión ascienden a 136 millones de euros, 130 de los cuales se corresponden a los beneficios por la venta de dos edificios.

8 Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2006 y 2005 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
YPF, S.A.	2.152	2.395
Gas Natural SDG, S.A.	321	321
Refap, S.A.	236	239
Repsol Portuguesa, S.A.	154	180
Repsol Butano Portugal R.B., S.A.	118	118
Empresas Lipigas, S.A.	86	100
EESS de Repsol Comercial P.P.	93	92
Buenergía Gas & Power, Ltd.	40	44
Limagás	40	44
Grupo Dersa	29	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Nettis	24	24
Otras compañías	101	159
Saldo al cierre del ejercicio	3.422	3.773

El movimiento habido en este epígrafe de los Balances de situación consolidados adjuntos durante 2006 y 2005 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Saldo al inicio del ejercicio	3.773	3.204
Adquisiciones	1	214
Ajustes por impuestos diferidos	(13)	40
Variaciones del perímetro de consolidación	3	29
Desinversiones	(1)	(1)
Diferencias de conversión	(277)	397
Saneamientos	(2)	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	(62)	(104)
Saldo al cierre del ejercicio	3.422	3.773

En el año 2006 no ha habido adquisiciones significativas. En el año 2005 las adquisiciones recogían, fundamentalmente, importes correspondientes a Repsol Butano Portugal RB, S.A. –antes Shell Gas LPG, S.A. (118 millones de euros), el subgrupo Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (29 millones de euros) y los pagos adicionales realizados por la adquisición de Repsol Portuguesa, S.A. (25 millones de euros) y Repsol Italia (6 millones de euros).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Fondo de comercio bruto	3.434	3.783
Pérdidas de valor acumuladas	(12)	(10)
Fondo de comercio neto	3.422	3.773

En el ejercicio 2006 se ha procedido al 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 2006 y 2005:

	<i>Millones de euros</i>					
	A 31 de diciembre de 2006			A 31 de diciembre de 2005		
	YPF	Resto	Total	YPF	Resto	Total
Exploración y producción	1.421	7	1.428	1.635	57	1.692
Refino y marketing	637	810	1.447	654	864	1.518
Química	94	–	94	106	–	106
Gas y electricidad	–	453	453	–	457	457
Total	2.152	1.270	3.422	2.395	1.378	3.773

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 2006.

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.

9 Otros activos intangibles

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2006 y 2005 son los siguientes:

Millones de euros

	Derechos de traspaso, superficie y suministro			Derechos emisión	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Otro inmovilizado	Total
	Estaciones de servicio	Gasoductos	En otro inmovilizado					
Coste								
Saldo a 1 de enero de 2005	466	190	10	-	188	138	457	1.449
Inversiones (1)	13	1	10	4	7	10	90	135
Retiros o bajas	(9)	-	-	-	(4)	(2)	(5)	(20)
Diferencias de conversión	8	27	1	-	4	-	43	83
Variación del perímetro de consolidación	1	-	-	-	-	-	58	59
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	21	18	-	76	1	(1)	135	250
Saldo a 31 de diciembre de 2005	500	236	21	80	196	145	778	1.956
Inversiones (1)	20	1	2	3	7	19	107	159
Retiros o bajas	(31)	-	-	-	(7)	6	(37)	(69)
Diferencias de conversión	(7)	(24)	(2)	-	(5)	(1)	(14)	(53)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	1	1
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(48)	-	22	177	25	(4)	86	258
Saldo a 31 de diciembre de 2006	434	213	43	260	216	165	921	2.252
Amortización y pérdidas de valor acumuladas								
Saldo a 1 de enero de 2005	(185)	(62)	(4)	-	(136)	(118)	(251)	(756)
Amortizaciones	(28)	(11)	(2)	-	(12)	(7)	(61)	(121)
Retiros o bajas	4	-	-	-	3	2	3	12
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	-	-	-	-	-	(1)	(2)
Diferencias de conversión	(3)	(9)	-	-	(2)	-	(15)	(29)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(59)	-	1	-	-	(1)	5	(54)
Saldo a 31 de diciembre de 2005	(272)	(82)	(5)	-	(147)	(124)	(323)	(953)
Amortizaciones	(21)	(10)	(1)	-	(13)	(8)	(68)	(121)
Retiros o bajas	28	-	-	-	7	(3)	30	62
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	59	-	-	(181)	-	-	(8)	(130)
Diferencias de conversión	3	8	-	-	3	-	10	24
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	42	-	(3)	-	(15)	1	(3)	22
Saldo a 31 de diciembre de 2006	(161)	(84)	(9)	(181)	(165)	(134)	(363)	(1.096)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2006	273	129	34	79	51	31	558	1.156

(1) Las inversiones en 2006 y 2005 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 151 y 132 millones de euros, respectivamente.

(2) 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. En el ejercicio 2005 en la columna "Otro inmovilizado" se incluyen 74 millones de euros correspondientes al reconocimiento de activos intangibles de Repsol Combustives y 72 millones de euros correspondientes a la asignación de parte del precio de compra de CEG y CEG Río.

Repsol YPF no posee activos intangibles con vida útil indefinida a 31 de diciembre de 2006 y 2005.

Durante el ejercicio 2006 el Grupo ha recibido gratuitamente derechos de emisión equivalentes a 11 millones de toneladas de CO₂ conforme al plan nacional de asignación, valorados en 257 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2007 por 12 millones de toneladas de CO₂.

Los consumos de derechos de emisión de CO₂ del Grupo en 2006 han ascendido a 12 millones de toneladas. En el ejercicio 2006 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 181 millones de euros que se ha visto compensada, en un importe equivalente, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El efecto neto en la Cuenta de resultados en los ejercicios 2006 y 2005 por la emisión de CO₂ ha ascendido a un gasto neto de 4 y 2 millones de euros, respectivamente.

El gasto reconocido en la Cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en el ejercicio 2006 y 2005 a 72 y 63 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.

10 Activos disponibles para la venta

A 31 de diciembre de 2006 y 2005, Repsol YPF tiene activos disponibles para la venta por importe de 249 y 1 millones de euros, respectivamente, que corresponden, fundamentalmente, a activos de exploración y producción en Argentina.

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2006 y 2005, son las siguientes:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Propiedades, planta y equipo	310	1
Total de activos disponibles para la venta	310	1
Pasivos relacionados con los activos clasificados como disponibles para la venta	(61)	-
Total de activos netos disponibles para la venta	249	1

11 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 2006 y 2005 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	121	74
West Siberian Resources	70	-
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	60	86
Peru LNG Company Llc	44	6
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	39	18
Transierra, S.A.	34	36
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	29	30
Atlantic LNG 4	24	44
Oleoductos del Valle, S.A.	22	28
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	20	25
Terminales Marítimos Patagónicos, S.A. (Termap)	11	12
Otras sociedades puestas en equivalencia	47	40
	521	399

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 2006 y 2005 ha sido el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Saldo al inicio del ejercicio	399	449
Adquisiciones (1)	123	39
Desinversiones (2)	-	(42)
Variaciones del perímetro de consolidación (3)	(3)	(78)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (4)	139	117
Dividendos repartidos	(136)	(85)
Diferencias de conversión	(38)	35
Reclasificaciones y otros movimientos	37	(36)
Saldo al cierre del ejercicio	521	399

- (1) En 2006 corresponde, entre otras, a las aportaciones o adquisiciones en West Siberian Resources, Perú LNG y ENIREPSA. En 2005 incluía, entre otras, las aportaciones en Enirepsa, Atlantic 4, Perú LNG y TGP.
- (2) En 2005 incluía 37 millones de euros correspondientes a la venta de porcentajes de Enagas realizada por Gas Natural.
- (3) En 2006 corresponde fundamentalmente al cambio de método de consolidación de Productos y Servicios Petrolíferos (PSP), R. Chemie, y Red Electrónica de Distribución (RED). En 2005 correspondía fundamentalmente al cambio de método de consolidación de TSB, Termogaucha, Gespevesa, Repsol Bronderslev y Terminales Canarias.
- (4) En 2006 los resultados más significativos corresponden a Atlantic LNG (71 millones de euros) y CLH (83 millones de euros). En 2005 los resultados más significativos correspondían a Atlantic LNG (61 millones de euros), CLH (35 millones de euros) y Enagas (9 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 el Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por puesta en equivalencia:

Sociedad	% participación
Sistemas Energéticos Mar Garullo, S.A. (1)	18,00%
A&C Pipeline Holding	18,00%
Gaseoducto Oriental, S.A.	16,66%
West Siberian Resources	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Gaseoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

- (1) Sociedad integrada en el Grupo Gas Natural que consolida por integración proporcional en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2006 y 2005 (ver Anexo I):

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Total activos	1.933	1.733
Total patrimonio	439	356
Ingresos	916	721
Resultado del periodo	139	117

12 Activos financieros corrientes y no corrientes

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2006 y 2005, clasificados por clases y por vencimiento es el siguiente:

	2006			2005		
	Activos financieros no corrientes	Corrientes	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros no corrientes	Corrientes	Efectivo y equivalentes al efectivo
Valorados a valor razonable con cambios en resultados	–	72	–	–	66	–
Cuentas por cobrar	152	6.725	–	250	6.752	–
Activos mantenidos a vencimiento	607	225	2.557	613	258	2.647
Disponibles para la venta	160	–	–	224	–	–
Derivados de cobertura	599	78	–	659	266	–
	1.518	7.100	2.557	1.746	7.342	2.647

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

	Millones de euros	
	2006	2005
Cientes y otras cuentas a cobrar	6.813	6.841
Inversiones financieras temporales	287	501
	7.100	7.342

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

12.1 Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

La composición en los ejercicios 2006 y 2005 de los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados ha sido la siguiente:

	Millones de euros	
	2006	2005
Activos por valoración a mercado de derivados		
Corrientes	14	66
Otros activos financieros		
Corrientes	58	–
	72	66

12.2 Préstamos y cuentas por cobrar corrientes

Incluye los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2006	2005
Cientes	5.552	5.333
Otros deudores	1.554	1.794
(Menos: provisión por depreciación) (1)	(381)	(375)
Total (2)	6.725	6.752

(1) En 2006 y 2005 se han provisionado 46 y 51 millones de euros, respectivamente, por este concepto, que figuran en la línea "Otros gastos" de la Cuenta de resultados.

(2) 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, 88 y 89 millones de euros en 2006 y 2005 respectivamente correspondientes a la valoración a mercado de determinados derivados sobre operaciones comerciales incluidos en los apartados 12.1 y 12.5.

12.3 Activos financieros mantenidos a vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2006 y 2005:

	<i>Millones de euros</i>			
	Valor contable		Valor razonable	
	2006	2005	2006	2005
Inversiones financieras no corrientes	607	613	612	690
Inversiones financieras temporales	225	258	225	258
Equivalentes de efectivo	2.197	2.296	2.197	2.296
Caja y bancos	359	351	359	351
	3.388	3.518	3.393	3.595

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 432 y 417 millones de euros en 2006 y 2005 respectivamente. Estos préstamos han devengado un interés medio del 10,15% y 10,01% en 2006 y 2005.

El resto de las inversiones financieras, que ascienden a 2.956 y 3.101 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 3,27% y 2,35% en 2006 y 2005, respectivamente.

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

Vencimiento en	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
2007	–	2
2008	–	2
2009	11	1
2010	47	1
Años posteriores	549	607
	607	613

12.4 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 2006 y 2005 corresponde a la participación que Gas Natural posee en Enagas.

12.5 Derivados de cobertura

En este epígrafe se incluye el valor de mercado de los derivados designados como instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2006 y 2005:

	<i>Millones de euros</i>			
	2006		2005	
	No corrientes	Corrientes	No corrientes	Corrientes
Coberturas de valor razonable	62	78	223	80
Coberturas de flujos de efectivo	6	–	2	–
Coberturas de inversión neta	531	–	434	186
	599	78	659	266

13 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 2006, las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes han ascendido a 383 millones de euros. Estas correcciones valorativas se refieren, fundamentalmente, a activos de exploración y producción (223 millones de euros) y a la depreciación de los derechos de emisión recibidos del plan de asignación nacional por importe de 181 millones de euros (ver nota 9). Por lo que se refiere a los activos de exploración y producción, las dotaciones netas corresponden, fundamentalmente, a:

- En Trinidad, como consecuencia de la reevaluación de la comercialidad de determinados campos en los que se participa, se ha registrado una provisión de 50 millones de euros.
- En Argentina, se ha registrado una provisión de 66 millones de euros 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 euros de provisión derivados, igualmente, de la propia evolución de los parámetros del negocio.

En el ejercicio 2005 las pérdidas de valor registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 119 millones de euros, de los cuales 74 millones de euros correspondían a activos de exploración y producción y 25 millones de euros a la participación en dos compañías brasileñas de control conjunto, Refinería de Petróleos Manguinhos, S.A. y Termogaucha, S.A. Por lo que refiere a los activos de exploración y producción, la provisión corresponde a:

- Una provisión de 85 millones de euros en Venezuela debido a un cambio en el régimen fiscal.
- Una provisión de 37 millones de euros correspondiente a la revisión negativa de reservas en Argentina y Bolivia.
- Las dotaciones anteriores se compensaron con la reversión de la provisión dotada en Ecuador de 35 millones de euros debida, fundamentalmente, al incremento futuro de los precios estimados.

14 Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2006 y 2005 es la siguiente:

	<i>Millones de euros</i>		
	Coste	Provisiones por depreciación	Neto
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
	4.016	(142)	3.874
A 31 de diciembre de 2005			
Crudo y gas natural	1.257	(0)	1.257
Productos terminados y semiterminados	1.779	(12)	1.767
Materiales y otras existencias	732	(26)	706
	3.768	(38)	3.730

A 31 de diciembre de 2006 el importe de las existencias inventariadas a valor razonable menos costes de ventas ascendió a 165 millones de euros y el efecto en la Cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas es una pérdida de 4 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 no existían inventarios de esta naturaleza y en la Cuenta de resultados de este ejercicio no se registró importe alguno por valoración de existencias a valor razonable menos coste de ventas.

El Grupo Repsol YPF cumple, tanto a 31 de diciembre de 2006 como a 31 de diciembre de 2005, 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.

15 Patrimonio neto

15.1 Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2006 y 2005 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.

El Grupo no mantiene a 31 de diciembre de 2006 acciones de la sociedad dominante ni directamente ni a través de sociedades participadas.

A 31 de diciembre de 2006 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

<i>Millones de euros</i>						
Compañía	Número de acciones cotizadas	% del capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	26,20	26,60	euros
			Buenos Aires	104,00	104,24	pesos
			Nueva York	34,50	34,27	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	29,99	31,00	euros
YPF	393.312.793	100%	Nueva York	47,95	46,94	dólares
			Buenos Aires	145,00	142,58	pesos
Refinería La Pampilla, S.A.	36.063.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	30,08	29,82	Soles
Empresa Petrolera Andina, S.A.	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores	(*)	(*)	Bolivianos
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH						
Serie A	90.000		Bolsas de valores españolas	37,03	38,72	euros
Serie D	1.689.049		(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

(*) No ha tenido movimiento durante el ejercicio 2006

15.2 Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2006 y 2005 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.

15.3 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.

15.4 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 podrá destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. 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. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos.

15.5 Diferencias de conversión

Recogen las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 2.

15.6 Reservas por valoración a mercado

El saldo a 31 de diciembre de 2006 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, 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.

15.7 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).

15.8 Patrimonio neto atribuido a los accionistas minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los accionistas minoritarios a 31 de diciembre de 2006 y 2005 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Refinería La Pampilla, S.A.	88	108
Empresa Petrolera Andina	208	103
Petronor, S.A.	95	92
YPF, S.A.	58	61
CEG y CEG Río	41	41
Repsol Comercial de P.P., S.A.	37	37
Gas Natural ESP	26	27
Gas Natural México, S.A. de C.V.	14	15
EMPL	10	12
Otras compañías	32	32
Total	609	528

16 Dividendos

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2006 y 2005 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2006 este importe ha ascendido a 440 millones de euros (0,36 euros brutos por acción) y en 2005 a 366 millones de euros (0,30 euros brutos por acción).

El dividendo complementario aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio 2005 ascendió a 366 millones de euros (0,30 euros brutos por acción).

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2006 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 2006, pagadero a partir del 5 de julio de 2007 de 440 millones de euros (0,36 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.

17 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 2006 y 2005 ha ascendido a 3.445 y 3.485 millones de euros, respectivamente. Para mayor detalle ver la nota 18 sobre financiación recibida.

18 Financiación recibida

El detalle de la financiación ajena recibida, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2006 y 2005, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Valor contable		Valor razonable	
	2006	2005	2006	2005
Financiación No Corriente				
Acciones preferentes	3.445	3.485	3.594	3.669
Obligaciones y bonos	3.561	3.689	3.770	4.160
Préstamos	3.209	2.124	3.204	2.151
Pasivos por valoración a mercado de derivados financieros no corrientes	268	423	268	423
Financiación Corriente				
Obligaciones y bonos	526	1.529	532	1.603
Préstamos	1.020	1.138	1.021	1.140
Pasivos por valoración a mercado de derivados financieros corrientes	10	34	10	34
Total	12.039	12.422	12.399	13.180

La distribución de la financiación por divisas y vencimientos a 31 de diciembre de 2006 y 2005, es la que se detalla a continuación:

A 31 de diciembre de 2006	<i>Millones de euros equivalentes</i>						Años posteriores	Total
	Fecha de vencimiento							
	2007	2008	2009	2010	2011			
Financiación en euros								
Acciones preferentes	-	-	-	-	-	2.895	2.895	
Obligaciones, bonos y préstamos	302	772	493	1.690	226	2.124	5.607	
Intereses devengados	45	-	-	-	-	-	45	
Financiación en divisas								
Acciones preferentes	-	-	-	-	-	550	550	
Obligaciones, bonos y préstamos en dólares	893	281	631	63	5	176	2.049	
Obligaciones, bonos y préstamos en otras divisas	226	95	76	4	-	134	535	
Intereses devengados	80	-	-	-	-	-	80	
	1.546	1.148	1.200	1.757	231	5.879	11.761	

A 31 de diciembre de 2005	<i>Millones de euros equivalentes</i>						Años posteriores	Total
	Fecha de vencimiento							
	2006	2007	2008	2009	2010			
Financiación en euros								
Acciones preferentes	-	-	-	-	-	2.873	2.873	
Obligaciones, bonos y préstamos	1.551	114	20	67	1.500	2.410	5.662	
Intereses devengados	43	-	-	-	-	-	43	
Financiación en divisas								
Acciones preferentes	-	-	-	-	-	612	612	
Obligaciones, bonos y préstamos en dólares	751	268	225	745	102	126	2.217	
Obligaciones, bonos y préstamos en otras divisas	230	78	94	23	4	36	465	
Intereses devengados	93	-	-	-	-	-	93	
	2.668	460	339	835	1.606	6.057	11.965	

Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase nota 37, Coberturas de inversión neta, a) y b)).

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

	2006		2005	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Acciones preferentes	3.462	5,38%	3.446	5,12%
Obligaciones	4.853	5,57%	6.031	5,60%
Préstamos	3.694	5,60%	3.262	4,89%
	12.009	5,52%	12.739	5,29%

La distribución de los pasivos por valoración a mercado de derivados financieros se detalla a continuación:

	Millones de euros			
	Menos de 1 año	1-5 años	Más de 5 años	Total
A 31 de diciembre 2006				
Coberturas de valor razonable	–	–	26	26
Coberturas de flujo de efectivo	2	5	237	244
Cobertura de inversión neta	8	–	–	8
Otras operaciones no cobertura	–	–	–	–
	10	5	263	278
A 31 de diciembre 2005				
Coberturas de valor razonable	–	–	100	100
Coberturas de flujo de efectivo	–	10	313	323
Cobertura de inversión neta	32	–	–	32
Otras operaciones no cobertura	2	–	–	2
	34	10	413	457

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 3.166 millones de euros (correspondientes a un nominal de 3.175 millones de euros), contienen ciertas cláusulas denominadas de "cross-default" que determinan que, 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 puede declarar exigibles y pagaderas la totalidad de las emisiones de bonos citadas.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 257 millones de euros (correspondientes a un nominal de 258 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas denominadas de "cross-default" que determinan que, en caso de incumplimiento, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un 25% del importe total del capital de dichas obligaciones podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

19 Provisiones para riesgos y gastos

El saldo a 31 de diciembre de 2006 y 2005, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2006 y 2005, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones no corrientes				Provisiones corrientes		
	Provisión para pensiones (3)	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	Total	Provisión para pensiones (3)	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2005	84	343	1.569	1.996	–	33	33
Dotaciones con cargo a resultados (1)	5	26	747	778	1	4	5
Aplicaciones con abono a resultados	(3)	(1)	(88)	(92)	(1)	(4)	(5)
Cancelación por pago	(1)	(6)	(157)	(164)	–	(16)	(16)
Variaciones del perímetro de consolidación	–	–	1	1	1	–	1
Diferencias de conversión	13	42	116	171	–	7	7
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(3)	279	(88)	188	4	161	165
Saldo a 31 de diciembre de 2005	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

(1) Dentro del epígrafe "Otras provisiones", en el ejercicio 2006, las dotaciones corresponden fundamentalmente a (i) una dotación de 20 millones de euros por planes de reestructuración de plantillas; (ii) la dotación de una provisión de 80 millones de euros por las emisiones de CO₂ a la atmósfera realizadas en el ejercicio (ver nota 38); (iii) una dotación de 82 millones de euros para provisiones por contingencias medioambientales, y (iv) una dotación de provisiones para litigios de 244 millones de euros. También incluye 45 millones de euros de actualización financiera de las provisiones.

En el ejercicio 2005 en el mismo epígrafe corresponden fundamentalmente a (i) una dotación de 155 millones de euros por la actualización de la valoración del compromiso de transporte en un oleoducto en Ecuador; revisión, que se realiza periódicamente en cada cierre contable; (ii) la dotación de una provisión de 79 millones de euros por las emisiones de CO₂ a la atmósfera realizadas en el ejercicio; (iii) una dotación de 66 millones de euros para provisiones por contingencias medioambientales, y (iv) una dotación de provisiones para litigios de 52 millones de euros. También incluye 109 millones de euros de actualización financiera de las provisiones.

(2) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 253 y 274 millones de euros en 2006 y 2005, respectivamente, correspondientes al alta durante los citados ejercicios de provisión por desmantelamiento de campos (ver nota 6).

(3) Ver nota 20.

(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.

20 Provisión para pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida, cuyas principales características 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 32 y 30 millones de euros en 2006 y 2005, respectivamente.

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

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

c) Planes de prestación definida

El Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2006 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 Maxus Energy Corporation (filial de YPF).

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

El pasivo registrado en concepto de planes de pensiones a 31 de diciembre de 2006 y 2005 asciende a 18 y 32 millones de euros, respectivamente. Dicho importe se obtiene, fundamentalmente, de las obligaciones por prestaciones con los empleados (83 y 96 millones de euros en el ejercicio 2006 y 2005, respectivamente) menos el valor razonable de los activos afectos al plan, neto de las pérdidas actuariales no reconocidas, por importe de 65 y 64 millones de euros, respectivamente.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas en 2006 y 2005 han sido las siguientes:

	2006 %	2005 %
Tasa de descuento	6	5,75
Rendimiento esperado de los activos del Plan	7	8,5
Tasa de incremento salarial	5,5	4,5 – 5,5

Asimismo, Maxus 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 el ejercicio 2006 y 2005 ha ascendido a 3 y 2 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 18 y 18 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

21 Otros pasivos no corrientes

Este capítulo incluye las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2006	2005
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 22)	561	590
Pasivos por valoración a mercado de elementos cubiertos y derivados sobre operaciones comerciales (1)	37	432
Fianzas y depósitos (2)	220	220
Subvenciones y otros ingresos diferidos	224	200
Otros	192	262
Total	1.234	1.704

(1) En el ejercicio 2006, el movimiento se debe, fundamentalmente, a la cancelación de operaciones de derivados relacionadas con el precio del gas por importe de 312 millones de euros.

(2) 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 2006 y 2005 correspondiente a subvenciones y otros ingresos diferidos es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>	
	2006	2005
Subvenciones relacionadas con activos		
Construcción de infraestructura gasista	63	57
Otras subvenciones	38	39
	<i>Subtotal</i>	<i>101</i>
	<i>101</i>	<i>96</i>
Ingresos diferidos		
Ingresos diferidos por activos del inmovilizado material recibidos sin contraprestación	10	9
Contraprestación de nuevas acometidas y ramales	49	45
Indemnizaciones por desplazamientos forzosos de la red	30	27
Otros ingresos diferidos	34	23
	<i>Subtotal</i>	<i>123</i>
	<i>123</i>	<i>104</i>
Total	224	200

En la Cuenta de resultados en 2006 y 2005, se ha registrado un ingreso de 9 y 10 millones de euros, respectivamente, correspondiente a las subvenciones y otros ingresos diferidos aplicados a resultados. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 7 millones de euros en 2006 y 7 millones de euros en 2005.

22 Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2006 y 2005, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2006	2005	2006	2005
Durante el siguiente ejercicio	59	57	58	56
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	221	230	180	190
A partir del 6º ejercicio	804	874	381	400
	1.084	1.161	619	646
Menos				
Futuros gastos financieros	(465)	(515)		
	619	646		
Registrado como				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			561	590
Deuda por arrendamiento financiero corriente			58	56
			619	646

Los arrendamientos financieros corresponden, fundamentalmente, a buques metaneros para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2024.

23 Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2006 y 2005, 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>	
	2006	2005
Proveedores	3.553	4.027
Deuda por arrendamientos financieros (nota 22)	58	56
Administraciones Públicas acreedoras	963	840
Pasivos por valoración a mercado de elementos cubiertos y derivados sobre operaciones comerciales	94	91
Otros acreedores	2.922	2.769
	7.590	7.783

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

24 Situación fiscal

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste 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. 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 2006 es de 69, 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., Cegas, S.A. y Gas Natural Aprovisionamientos, 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 35%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 40%, y Petróleos del Norte, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 32,6%.

b) En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada aplicando un tipo 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, siendo este impuesto complementario del 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%
Ecuador:	36,25%
Perú:	30% y 37%
Bolivia:	25%
Venezuela:	50% y 34%
Países Bajos:	29,6%
Portugal:	27,5%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2006 y 2005 de acuerdo con el criterio indicado en la nota 3 de Políticas contables, es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>			
	Ejercicio 2006			Total
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
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

<i>Millones de euros</i>				
	Ejercicio 2006			Total
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
Resultado contable antes de impuestos	2.810	2.150	479	5.439
Ajuste al resultado contable				
Por diferencias no temporarias	(1.457)	15	234	(1.208)
Por diferencias temporarias	792	586	(9)	1.369
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.145	2.751	704	5.600
Cuota del impuesto	740	963	329	2.032
Deducciones aplicables	(102)	0	(14)	(116)
Impuesto corriente a pagar	638	963	315	1.916
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	679	(4)	5	680
Total gasto por impuesto corriente	1.317	959	320	2.596
Impuesto diferido del ejercicio	(275)	(205)	6	(474)
Otros ajustes al gasto por impuesto	92	-	118	210
Total gasto por impuesto diferido	(183)	(205)	124	(264)
Total gasto por Impuesto sobre sociedades	1.134	754	444	2.332

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

<i>Millones de euros</i>			
	2006	2005	Variación
Activo por impuesto diferido			
Provisiones insolvencias de créditos	32	158	(126)
Provisiones para el personal	62	63	(1)
Provisión para contingencias	150	196	(46)
Otras provisiones	203	34	169
Créditos fiscales	121	219	(98)
Otros activos por impuestos diferidos	345	527	(182)
	913	1.197	(284)
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(5)	(5)	-
Plusvalías diferidas	(134)	(87)	(47)
Diferencias de amortizaciones	(515)	(277)	(238)
Moneda funcional	(769)	(997)	228
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(1.112)	(1.330)	218
Otros pasivos por impuestos diferidos	(172)	(684)	512
	(2.707)	(3.380)	673

Como consecuencia de las reformas fiscales aprobadas en España en 2006, entre las que figura la rebaja del tipo impositivo general del Impuesto sobre sociedades, fijándolo en el 32,5% para 2007 y en el 30% para 2008 y siguientes, las sociedades españolas han procedido a regularizar sus activos y pasivos por impuestos diferidos ajustándolos según la tasa previsible de recuperación. Los efectos de esta regularización han supuesto, en 2006: (i) un mayor gasto por importe de 19 millones de euros incluidos en el epígrafe de "Impuesto sobre beneficios", (ii) 5 millones de euros incluidos directamente como menor "Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la sociedad dominante", (iii) un menor activo por importe 39 millones de euros, incluidos en el epígrafe de "Activos por impuestos diferidos", y (iv) un menor pasivo por importe de 15 millones de euros, incluidos en el epígrafe de "Pasivos por impuestos diferidos" del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2006.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 401 y 297 millones de euros en 2006 y 2005, 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 19), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales.

25 Negocios conjuntos

El Grupo participa en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% participación patrimonial
Repsol Gas Natural LNG	65,42 %
Quiriquire Gas, S.A.	60,00 %
El Andalus	57,87 %
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	49,52 %
Profertil	49,52 %
Empresas Lipigas, S.A.	45,00 %
Pluspetrol Energy, S.A.	44,57 %
Petroquiriquire, S.A.	40,00 %
Compañía Mega	37,64 %
Grupo Gas Natural	30,85 %
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	30,00 %
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG	30,00 %
Repsol Occidental Corporation	25,00 %
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00 %

A continuación se desglosan los importes incluidos en las principales partidas de los estados financieros como consecuencia de la aplicación del método de integración proporcional en la consolidación de las entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2006 y 2005:

	Millones de euros	
	2006	2005
Activos corrientes	1.800	1.664
Activos no corrientes	5.234	4.853
Pasivos corrientes	2.056	1.661
Pasivos no corrientes	2.534	2.679
Ingresos	6.870	5.091
Gastos	(6.204)	(4.363)

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2006 y 2005 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

26 Ingresos y gastos de 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 2006 y 2005 ha sido el siguiente:

<i>Millones de euros</i>		
Ingresos	2006	2005
Ventas	51.355	48.024
Variación de existencias de productos terminados y en curso	236	323
Ingresos por reversión de pérdidas de valor (1)	64	104
Beneficios por venta de activos no corrientes (2)	287	205
Prestación de servicios y otros ingresos	3.138	2.389
	55.080	51.045
Gastos		
Compras	(35.190)	(33.174)
Variación de existencias	73	662
Gastos de personal	(1.674)	(1.542)
Tributos	(2.470)	(1.813)
Servicios exteriores	(4.508)	(4.149)
Transportes y fletes	(1.187)	(1.124)
Amortizaciones	(3.094)	(2.450)
Dotación de provisiones por pérdidas de valor (1)	(447)	(223)
Pérdidas por venta de activos no corrientes	(33)	(22)
Otros gastos	(639)	(1.049)
	(49.169)	(44.884)

(1) Ver nota 13.

(2) Corresponde en el ejercicio 2006, fundamentalmente, a la venta de los 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.

27 Ingresos y gastos financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2006 y 2005 ha sido el siguiente:

<i>Millones de euros</i>		
	2006	2005
Ingresos por intereses	138	115
Gastos por intereses	(497)	(509)
Gastos por las acciones preferentes	(189)	(179)
Intereses intercalarios (ver nota 7)	35	19
Actualización de provisiones	(127)	(133)
Diferencias de cambio netas	175	(6)
Ingresos por dividendos	4	5
Otros ingresos/(gastos)	(21)	(34)
	(482)	(722)

28 Información por segmentos

28.1 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
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
2005						
Ventas externas netas	3.566	38.131	3.560	2.218	549	48.024
Ventas entre segmentos	4.365	1.860	365	134	(6.724)	–
Otros ingresos	1.272	1.307	261	413	(232)	3.021
Total ingresos	9.203	41.298	4.186	2.765	(6.407)	51.045
Gastos por operaciones continuadas	(5.957)	(38.615)	(3.878)	(2.376)	5.942	(44.884)
Resultado por operaciones continuadas	3.246	2.683	–	308 389	(465)	6.161
Total cargas financieras						(722)
Resultado antes de impuestos y participadas						5.439
Impuestos sobre beneficios						(2.332)
Resultado de sociedades puesta en equivalencia	61	43	3	10	–	117
Resultado del período						3.224

(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 2006 y 2005:

	<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
2005						
Total activos	16.583	14.982	2.597	4.424	7.196	45.782
Inversiones registradas por puesta en equivalencia	220	61	33	10	75	399
Pasivos operativos (1)	5.557	6.986	601	1.274	2.152	16.570
Dotación amortización	(1.448)	(595)	(193)	(159)	(55)	(2.450)
Dotación neta de provisiones por depreciación	(84)	(35)	–	–	–	(119)
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (2)	(475)	(92)	13	(8)	(150)	(712)
Inversiones	1.948	995	170	457	143	3.713

(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.

28.2 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 del 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
2005				
Ventas externas por mercados de destino	21.278	7.567	19.179	48.024
Activos totales	18.701	17.436	9.645	45.782
Inversiones	1.155	1.295	1.263	3.713

29 Venta de filiales

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 no se realizaron ventas de filiales significativas.

30 Combinaciones de negocios

En el ejercicio 2006 las combinaciones de negocios más significativas que se han realizado han sido las siguientes:

- En marzo de 2006 el Grupo ha incorporado, 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 ha ascendido a 13 millones de euros.
- En marzo de 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 de 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.

En el ejercicio 2005 las combinaciones de negocios más significativas que se han realizado han sido las siguientes:

- El 31 de marzo de 2005 Repsol YPF adquirió el 100% de la sociedad Shell Gas (LPG), S.A., sociedad dedicada a la comercialización de GLP en Portugal, por importe de 148 millones de euros, que desde marzo de 2005 consolidaba por el método de integración global en los estados financieros del Grupo. Esta compra dio lugar al registro de 118 millones de euros de fondo de comercio. En abril de 2005, la sociedad cambió su denominación social por Repsol Butano Portugal R.B., S.A.

La aportación de esta sociedad a los ingresos y al beneficio neto registrados en el ejercicio ascendió a 71 y 7 millones de euros, respectivamente. Si la sociedad se hubiese consolidado en los estados financieros del Grupo Repsol YPF desde el 1 de enero de 2005, su contribución a los ingresos y al beneficio neto hubiera ascendido a 109 y 15 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, así como del fondo de comercio generado en esta combinación de negocios:

	<i>Millones de euros</i>	
	Valor en libros (1)	Valor razonable
Propiedades, planta y equipo	6	19
Activos por impuestos diferidos	1	1
Otros activos no corrientes	2	2
Activo corriente comercial	16	16
Efectivo y equivalentes de efectivo	22	22
Total activos	47	60
Provisiones no corrientes	2	2
Otros pasivos no corrientes	6	6
Pasivos por impuestos diferidos	–	4
Pasivos contingentes	–	–
Deudas comerciales corrientes	18	18
Total pasivos	26	30
Total activos netos	21	30
Fondo de comercio		118
Inversión total		148
Efectivo y equivalentes de efectivo en la sociedad adquirida		22
Efectivo utilizado en la adquisición		126

(1) Valor en libros en los estados financieros de la sociedad adquirida.

- En abril de 2005 el Grupo adquirió, a través de Gas Natural, el 30,8% del capital social de la sociedad Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (DERSA), sociedad tenedora de un Grupo dedicado al desarrollo y a la explotación de parques eólicos.

El coste de esta adquisición ascendió a 84 millones de euros y dio lugar al registro de un fondo de comercio de 29 millones de euros.

La contribución de estas sociedades a los ingresos y al beneficio neto del ejercicio ascendió a 9 y 5 millones de euros, respectivamente. Si estas sociedades se hubiesen consolidado en los estados financieros del Grupo Repsol YPF desde el 1 de enero de 2005, su contribución a los ingresos y al beneficio neto hubiera ascendido a 12 y 6 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, así como del fondo de comercio generado en esta combinación de negocios:

	<i>Millones de euros</i>	
	Valor en libros (1)	Valor razonable
Activos intangibles	–	55
Propiedades, planta y equipo	52	52
Activos por impuestos diferidos	3	3
Otros activos no corrientes	2	2
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	6
Otro activo financiero corriente	5	5
Total activos	68	123
Pasivos por impuestos diferidos	–	19
Deuda financiera no corriente	39	39
Otros pasivos no corrientes	2	2
Pasivos contingentes	–	–
Deudas comerciales corrientes	6	6
Deuda financiera corriente	2	2
Total pasivos	49	68
Total activos netos	19	55
Fondo de comercio		29
Inversión total		84
Efectivo y equivalentes de efectivo de la sociedad adquirida		6
Efectivo utilizado en la adquisición		78

(1) Valor en libros en los estados financieros de la sociedad adquirida.

- El 17 de febrero de 2005 se adquirió un 51% de Termobarrancas, sociedad venezolana dedicada a la generación eléctrica por importe de 5 millones de euros. Esta sociedad se consolidó por el método de integración global y el fondo de comercio generado en la adquisición ascendió a 2 millones de euros.
- En el mes de julio de 2005 Petrobras ejerció la opción de compra sobre el 12,41% de la sociedad Ceg Río, S.A. Tras esta venta la participación del Grupo Gas Natural en esta sociedad disminuyó hasta el 59,59%. La contabilización definitiva de la combinación de negocios derivada de la adquisición de participaciones adicionales en Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A. y Ceg Río, S.A. representó un aumento de activos intangibles por 21 millones de euros.

31 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 33) 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 2003–2006, 2004–2007, 2005–2008 y 2006–2009, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2003–2006) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2006 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2007.

Los cuatro programas de este tipo vigentes (2003–2006, 2004–2007, 2005–2008 y 2006–2009), 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 los dos primeros casos (incentivos 2003–2006 y 2004–2007), el incentivo plurianual, de obtenerse, consistiría en una cantidad referenciada a la retribución fija del año de concesión, a la que se aplicará un coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos.

En los otros dos casos (incentivos 2005–2008 y 2006–2009), 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 periodo 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 2006 y 2005 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 4 y 13 millones de euros, respectivamente (estas cantidades incluyen los importes relativos a los miembros del Consejo de Administración y al personal directivo descritos en la nota 33). A 31 de diciembre de 2006 y 2005, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 28 y 24 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente citados.

32 Información sobre operaciones con partes vinculadas

32.1 Accionistas significativos de la sociedad

Los accionistas significativos de la sociedad, de acuerdo con la última información disponible para Repsol YPF, son los siguientes:

- Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación directa del 20,01% (244.294.779 acciones).
- La Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa") tiene un 9,10% del capital social de Repsol YPF, S.A. (111.106.507 acciones) correspondiente a su participación a través de Caixa Holdings.
- Repinves, que mantiene una participación del 5,02% (61.315.415 acciones). Son socios de Repinves "la Caixa" (3,39% de los derechos económicos y 100% de los derechos políticos) y Caixa d'Estalvis de Catalunya (1,63% de los derechos económicos).
- Petróleos de México tiene una participación del 4,83% (58.955.269 acciones) a través de sus filiales Repcon Lux, S.A. y Pemex International 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 2006 que se detallan a continuación:

a) Sacyr Vallehermoso

- Las ventas de productos a las compañías del Grupo Sacyr han ascendido a 2 millones de euros.
- Las operaciones de contratos de arrendamientos operativos han ascendido a 1 millón de euros.
- Por otros conceptos 0,1 millones de euros.

b) La Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona

- Operaciones de cobertura de tipos de interés por importe de 1.340 millones de euros.
- Operaciones de compra venta de divisas por importe de 840 millones de euros.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras medias en el período han ascendido a 223 millones de euros, que han generado ingresos financieros de 8 millones de euros.
- Tiene contratados préstamos por importe de 44 millones de euros y pólizas de crédito por 484 millones de euros. Por estos conceptos, Repsol YPF ha incurrido en gastos financieros por importe de 4 millones de euros.
- Durante el período, la póliza de avales ha representado un coste de 1 millón de euros. El límite de dicha póliza asciende a 160 millones de euros.
- Los gastos registrados por comisiones bancarias han ascendido a 8 millones de euros, que incluyen los costes de colocación de las operaciones de renta fija.

- El coste anual de las operaciones de *renting* ha ascendido a 1 millón de euros.
- A 31 de diciembre de 2006, "la Caixa" tenía emitidas 244.749 tarjetas Visa Repsol, de las cuales 726 son utilizadas como tarjetas corporativas por empleados del Grupo Repsol YPF.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 130 millones de euros, incluyendo los recibidos a través de Repinves.
- Las aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida han ascendido a 54 millones de euros.
- Por otros servicios con el Grupo La Caixa los importes han ascendido a 2 millones de euros.

c) Petróleos Mexicanos

- El Grupo ha registrado operaciones de compras de productos de las compañías del Grupo Pemex por importe de 1.683 millones de euros.
- Las ventas de productos a las compañías del Grupo Pemex han ascendido a 316 millones de euros.
- Los ingresos registrados por prestación de servicios han ascendido a 83 millones de euros.
- Tiene unas coberturas contratadas por 2 millones de euros.
- Intereses abonados de inversiones financieras temporales de 2 millones de euros.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 30 millones de euros.
- Otros ingresos de explotación ascienden a 1 millón de euros.

d) Repinves

- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 12 millones de euros, excluyendo los correspondientes a "la Caixa".

Adicionalmente, se detallan las operaciones realizadas con el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) hasta el 30 de junio de 2006, puesto que durante el primer semestre de 2006 fue accionista significativo de la sociedad Repsol YPF, S.A.:

- Operaciones de cobertura de tipos de interés por importe de 1.539 millones de euros.
- Operaciones de cobertura de tipos de cambio por importe de 64 millones de euros.
- Operaciones de compra venta de divisas por importe de 4.259 millones de euros.
- Las cuentas bancarias e inversiones financieras medias en el período han ascendido 627 millones de euros, que han generado ingresos financieros de 6 millones de euros.
- Tiene contratados préstamos por importe de 163 millones de euros y pólizas de crédito por 639 millones de euros. Por estos conceptos, Repsol YPF ha incurrido en gastos financieros por importe de 4 millones de euros.
- Durante el período, la póliza de avales ha representado un coste de 0,4 millones de euros para Repsol YPF. El límite de dicha póliza asciende a 480 millones de euros.
- Los gastos registrados por comisiones bancarias han ascendido a 5 millones de euros, que incluyen los costes de colocación de las operaciones de renta fija.
- Los dividendos pagados en el ejercicio han ascendido a 20 millones de euros.
- Las aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida han ascendido a 4 millones de euros.
- Servicios de gestión de cobro 3 millones de euros.
- A 31 de diciembre de 2005, BBVA tenía emitidas 425.685 tarjetas Visa Repsol, de las cuales 4.509 son utilizadas como tarjetas corporativas por empleados del Grupo Repsol YPF.
- Por otros servicios con el BBVA los importes han ascendido a 4 millones de euros.

32.2 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 36.

32.3 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 2006 se detallan en la nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo.

33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo

33.1 Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

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

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los Órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2006 y 2005, a los siguientes importes:

Órganos de Gobierno	Euros	
	2006	2005
Consejo de Administración	159.289	154.650
Comisión Delegada	159.289	154.650
Comisión de Auditoría y Control	49.778	38.662
Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia	39.822	38.662
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	39.822	38.662

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2006 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribuciones por pertenencia a los Órganos de Administración					Total
	Consejo de Administración	Comisión Delegada	Comisión de Auditoría y Control	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencias	
Antonio Brufau	159.289	159.289				318.578
Luis Suárez de Lezo	159.289	159.289				318.578
Juan Molins (2)	79.645	79.645			19.911	179.200
Antonio Hernández-Gil	159.289	159.289		39.822		358.400
Enrique de Aldama (2)	79.645	79.645			19.911	179.200
Gonzalo Anes (3)	132.741			33.185		165.926
Ricardo Fornesa	159.289	159.289				318.578
Marcelino Oreja (3)	132.741		36.504			169.245
Ignacio Bayón	159.289		49.778			209.067
Carmelo de las Morenas	159.289		49.778			209.067
Jorge Mercader (5)	159.289	79.645		19.911	19.911	278.756
Henri Philippe Reichstul	159.289	159.289				318.578
Paulina Beato	159.289		49.778			209.067
Javier Echenique (1)	79.645	79.645			19.911	179.200
Artur Carulla (1)	79.645			19.911		99.556
Luis del Rivero (4)	26.548					26.548
Juan Abelló (4)	26.548					26.548
Pemex Internacional España	159.289	159.289			39.822	358.400

(1) Nombramiento en la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de junio de 2006.

(2) Baja en el cargo desde el 16 de junio de 2006.

(3) Renuncia en el Consejo de Administración del 25 de octubre de 2006.

(4) Nombramiento en el Consejo de Administración celebrado el 29 de noviembre de 2006.

(5) Baja en la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y alta en la Comisión Delegada y en la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia el 16 de junio de 2006.

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 y en especie percibida en el año 2006 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 2,989 millones de euros, correspondiendo 2,127 a D. Antonio Brufau y 0,862 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 2006 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 0,37 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	YPF	Gas Natural	CLH	Total
Antonio Brufau	96.269	241.500	–	337.769
Luis Suárez de Lezo	–	–	32.303	32.303

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 2006 a un total de 2,488 millones de euros.

33.2 Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2006, ningún consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3 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 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los administradores de Repsol YPF no han realizado con la sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los administradores 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.

33.4 Retribución del personal directivo

a) Alcance

La información incluida en esta nota corresponde a las nueve personas que forman o han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2006, excluidos, salvo cuando se indique lo contrario, 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 2006, la retribución total percibida por el personal directivo que forma o ha formado parte del actual Comité de Dirección, durante su periodo de pertenencia al mismo, asciende a un total de 7 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

<i>Millones de euros</i>	
Concepto	
Sueldo	4,612
Dietas	0,377
Remuneración variable	2,141
Remuneración en especie	0,399

c) Incentivos

De acuerdo a lo indicado en la nota 31 de "Incentivos a medio y largo plazo", existen varios programas de fidelización dirigidos a los directivos del Grupo, consistentes en la fijación de un incentivo a medio y largo plazo, como parte del sistema retributivo. Con ello, se pretende fortalecer los vínculos de los directivos 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.

En el ejercicio 2006 y, en relación con el personal directivo, incluidos los que son miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas, se han dotado provisiones que ascienden a un total de 0,6 millones de euros en relación con los cuatro planes de incentivos vigentes (2003–2006, 2004–2007, 2005–2008 y 2006–2009).

d) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones, correspondientes a 2006, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, incluidos los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas, ha ascendido a 1 millón de euros.

e) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2006 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 0,3 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 2006, la sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,3 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,80% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5 Indemnizaciones al personal directivo

En 2006, la indemnización percibida, por todos los conceptos, por el personal directivo que ha causado baja en la compañía, ha ascendido a 4 millones de euros.

33.6 Operaciones con el personal directivo

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

34 Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2006 fue de 36.931 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 36.994 trabajadores. La siguiente tabla muestra la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2006 y 2005:

	Número de personas	
	2006	2005
Directivos	308	302
Jefes técnicos	2.171	1.872
Técnicos	14.625	13.557
Administrativos	2.509	2.568
Operarios y subalternos	17.318	17.610
	36.931	35.909

35 Contratos de arrendamiento operativo

35.1 En los que el Grupo figura como arrendatario

Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2006 y 2005, ascienden a 343 y 277 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2006, 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						
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguintes	Total
Transporte marítimo – Time charter (1)	106	78	69	57	43	275	628
Arrendamientos (2)	142	147	127	121	121	708	1.366
	248	225	196	178	164	983	1.994

(1) El Grupo Repsol YPF dispone en régimen de "time charter" de 22 buques tanque (8 a través de la sociedad filial Gas Natural SDC, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado. Los fletamentos finalizan a lo largo del período 2007–2024.

Adicionalmente, Repsol YPF ha contratado tres buques tanque, también en régimen de "time charter", con entrega prevista en la segunda mitad de 2008 y vencimiento a cinco años

(2) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 550 millones de euros.

35.2 En los que el Grupo figura como arrendador

A 31 de diciembre de 2006, 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						
	2007	2008	2009	2010	2011	Siguientes	Total
Arrendamientos (1)	67	38	38	39	40	353	575
	67	38	38	39	40	353	575

(1) Corresponde fundamentalmente a arrendamiento de instalaciones de almacenamiento de gas natural, por importe de 314 millones de euros, y de activos de fibra óptica, por importe de 200 millones de euros.

36 Pasivos contingentes y compromisos

Garantías

A 31 de diciembre de 2006 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):

- YPF ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Pluspetrol Energy, S.A. por un importe aproximado de 24 millones de euros.
- Repsol YPF ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 20 millones de euros.
- Repsol YPF ha otorgado garantías por las actividades de financiación de EniRepSa Gas Limited, en la que el Grupo participa en un 30%, por importe de 18 millones de euros.
- Repsol YPF, S.A. ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación hasta, aproximadamente, 11 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 11 millones de euros. Repsol YPF ha pignorado todas sus acciones de OCP.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2006 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

	Millones de euros						
Compra	2007	2008	2009	2010	2011	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	2.127	2.032	1.860	2.169	2.435	27.535	38.158
Crudo y otros	416	482	428	360	248	650	2.584
Gas natural	1.711	1.550	1.432	1.809	2.187	26.885	35.574 ⁽¹⁾
Compromisos de inversión	301	143	83	42	–	–	569
Compromisos de transporte	367	246	480	464	443	7.606	9.606 ⁽²⁾
Prestación de servicios	587	407	231	162	147	1.190	2.724
	3.382	2.828	2.654	2.837	3.025	36.331	51.057

<i>Millones de euros</i>							
Venta	2007	2008	2009	2010	2011	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	3.586	3.206	2.863	2.413	2.266	13.289	27.623
Crudo y otros	1.511	1.227	1.021	726	595	2.685	7.765
Gas natural	2.075	1.979	1.842	1.687	1.671	10.604	19.858 ⁽³⁾
Compromisos de transporte	23	17	14	14	14	72	154
Prestación de servicios	51	42	40	20	20	145	318
	3.660	3.265	2.917	2.447	2.300	13.506	28.095

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 19.357 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 3.124 millones de euros y en Perú por importe de 12.881 millones de euros. Esta última operación está garantizada por un importe 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 4.960 millones de euros y en Canadá por importe de 2.199.

(3) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Argentina por importe de 7.903 millones de euros, en España por importe de 4.137 millones de euros y en Bolivia por importe de 3.383 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 1.817 millones de euros.

Otros compromisos y contingencias

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

No obstante, las situaciones litigiosas más relevantes que afectan al Grupo Repsol YPF son las siguientes:

Estados Unidos de América

En relación con la venta que hizo Maxus de la sociedad Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") en 1986, Maxus (sociedad filial de YPF) acordó indemnizar a Chemicals y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals. La sociedad Tierra Solutions Inc. (Tierra) también filial de YPF, ha asumido prácticamente la totalidad de las anteriores obligaciones de Maxus frente a Occidental en relación a Chemicals.

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, New Jersey.* Ciertos estudios indican que los sedimentos de los bajos de la Bahía de Newark, incluido el río Passaic adyacente a la planta de Newark, están contaminados con sustancias químicas peligrosas provenientes de varias fuentes. Maxus, en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (EPA) conforme al cual Tierra está realizando pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta. Si bien aún quedan pendientes ciertas tareas, estos estudios han sido sustancialmente finalizados en 2005. Como consecuencia de la finalización definitiva de estos estudios, así como de posibles trabajos o estudios adicionales que puedan ser requeridos en el futuro, podría ser necesario incurrir en costes adicionales que YPF Holding no se encuentra en condiciones de estimar.
- *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 reportes de Tierra y de nuevos descubrimientos.

- *Acción Legal*. En 1998, una subsidiaria de Occidental entabló un juicio en un tribunal del Estado de Ohio para obtener una declaración de los derechos de las partes con respecto a obligaciones por ciertos costos relacionados con la planta de Chemicals situada en Ashtabula, Ohio, y así como también por otros costos. Las partes han iniciado conversaciones con vistas a obtener un posible acuerdo. Adicionalmente, en 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en la Corte del Distrito de Dallas del Estado de Texas a efectos de obtener una declaración de la corte que obligue a Maxus y a Tierra a participar en la defensa e indemnización que correspondiera a Occidental. En diciembre de 2006, la corte ha definido la obligación correspondiente a Maxus en un importe aproximado de 45 millones de pesos.

A 31 de diciembre de 2006 el Grupo Repsol YPF, a través de YPF Holdings Inc., había establecido provisiones por un importe aproximado de 70 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 solicita indemnización por los daños y perjuicios que se pudieran haber causado. Actualmente, se ha iniciado la tramitación de una posible terminación del pleito mediante "Settlement" o transacción judicial.

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 2006, 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 diversos procesos 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 el período mencionado previamente. 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.
- *Mercado de gas natural*. 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. El Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural, la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno. Como consecuencia del Programa y de otras resoluciones, en reiteradas ocasiones, YPF se ha visto forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes de largo plazo para la entrega de volúmenes de gas natural.

La sociedad ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que tales medidas del Gobierno Argentino constituyen un evento de caso fortuito o fuerza mayor que liberan a la sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Un número significativo de los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por la sociedad, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto. Otros han notificado a YPF el inicio de una demanda arbitral.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2006, tanto en el mercado local como de exportación, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados. Los costos por penalidades contractuales asociados con cortes de suministros en el futuro serán evaluados, en su caso, si se producen.

- *Reclamos Ambientales en La Plata*. En relación a la operación de la refinería que la sociedad posee en La Plata, existen ciertos reclamos que requieren la compensación de daños y perjuicios individuales 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, la sociedad 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. 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 por cuestiones contractuales*. Cabe destacar: el Arbitraje Internacional iniciado por EDF Internacional S.A. contra YPF. EDF Internacional S.A. inició 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 S.A. en relación con el contrato de compraventa de acciones de EASA y de

EDENOR el 31 de marzo de 2001, 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; Arbitraje iniciado por ENDESA CHILE contra YPF, que se sigue bajo el Reglamento de la Cámara Internacional de Comercio, en el que ENDESA reclama por considerar a YPF responsable de la falta de provisión de gas para la segunda turbina de su Central Taltal; Arbitraje iniciado por Innergy Soluciones Energéticas S.A. contra YPF. Arbitraje éste que se tramita conforme el procedimiento para la resolución de disputas internacionales de la American Arbitration Association. Innergy considera a YPF responsable por deficiencias en el suministro bajo el contrato de compraventa de gas natural suscrito por ambas partes.

- *Disponibilidad de divisas por exportaciones.* El Decreto N° 1.589/1989 del Poder Ejecutivo Nacional establece que los productores con libre disponibilidad de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados en los términos de la Ley N° 17.319 y decretos complementarios, y los productores que así lo convengan en el futuro, tendrán la libre disponibilidad del porcentaje de divisas proveniente de las exportaciones de petróleo crudo, derivados del petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones, o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos, el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder al 70% de cada operación.

Durante el año 2002, diferentes organismos de asesoramiento del Estado Nacional emitieron interpretaciones que consideraban derogado implícitamente el decreto anterior en lo que respecta a la libre disponibilidad de las divisas como consecuencia de la emisión del Decreto N° 1.606/2001.

El Decreto N° 2.703/2002, que entró en vigencia 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. Dicha norma deja subsistente el problema en relación a las divisas provenientes de las exportaciones realizadas durante el año 2002, con posterioridad a la entrada en vigencia del Decreto N° 1.606/2001.

En el supuesto de un eventual pedido de liquidación de divisas por parte del Banco Central, por exportaciones de hidrocarburos realizadas desde la vigencia del Decreto N° 1.606/2001 hasta que entrara en vigencia el Decreto N° 2.703/2002, YPF podrá cuestionar administrativamente tal decisión, así como plantear medidas cautelares.

- *Asociación Superficiales de la Patagonia (ASSUPA).* En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permissionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños ambientales en el futuro. YPF está en proceso de contestar la demanda y 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.* Se tiene información de que vecinos de la localidad de Dock Sud iniciaron un juicio en el que reclaman la remediación e indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo y en la zona de Dock Sud. Se aclara que 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.
- *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.

Ecuador

La Contraloría General del Estado realizó un examen especial a Petroecuador por los ajustes en el diferencial de calidad y transporte de petróleo en el Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE), durante una serie de ejercicios. Como consecuencia de la misma, se estableció una reclamación en contra de Repsol YPF por 2,5 millones de barriles. La sociedad recurrió la misma ante el Tribunal Distrital de lo Contencioso Administrativo, el cual dictó sentencia desestimando la demanda de Repsol YPF. Esta sentencia ha sido recurrida en casación ante la Corte Suprema de Justicia. La participación de Repsol YPF en el consorcio (SOTE) en Ecuador es el 35%.

Repsol YPF Ecuador S.A., el 30 de enero de 2001, firmó un acuerdo con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según el contrato.

Trinidad y Tobago

Las compañías Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad and Tobago Unlimited ha notificado a Repsol YPF, S.A., la iniciación de un procedimiento de arbitraje en el que se reclama la resolución de los contratos de compra de GNL para los trenes 2 y 3. Subsidiariamente, se reclama la reapertura del precio de compra.

El Grupo Repsol YPF tiene otros pasivos contingentes relacionados con las obligaciones medioambientales ligadas a su actividad habitual (ver nota 38).

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

37 Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2006 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 el 2006 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

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 periodo. 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 2006 y 2005, aproximadamente 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 2006 y 2005 fue de 114 y 203 millones de euros respectivamente (registrados como un activo), y su vencimiento se producirá en el periodo 2007–2008.

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 notional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 17).

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 notional 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 notional 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 17).

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 2006 y 2005, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés fue de 26 y 100 millones de euros, respectivamente, registrados en el activo de los Balances de situación adjuntos.

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

A 31 de diciembre de 2006 y 2005 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 2006 y 2005, es el siguiente:

2006	Vencimiento						Permuta divisas	Valor razonable Millones de euros
	2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores		
Nocional								
99 millones de reales brasileños	33	48	18	-	-	-	USD/BRL	(21)

2005	Vencimiento						Permuta divisas	Valor razonable Millones de euros
	2006	2007	2008	2009	2010	Posteriores		
Nocional								
104 millones de reales brasileños	19	25	43	17	-	-	USD/BRL	(17)
48 millones de dólares USA	48	-	-	-	-	-	EUR/ USD	1

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 periodo. Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima

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

A 31 de diciembre de 2005 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 dólar USA por importe nominal de 72 millones de dólares USA y un valor razonable negativo de 5 millones de euros, y (ii) permutas financieras denominadas en EUR por importe de 2 millones de euros.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2005 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tenía contratadas operaciones de cobertura sobre el precio de la electricidad por importe de 11 millones de euros, con vencimiento escalonado a lo largo de 2006, y un valor razonable negativo de 0,4 millones de euros. En el año 2006 no ha habido operaciones de esta naturaleza.

Operaciones sobre tipos de interés*i. Permutas financieras de tipo de interés*

A 31 de diciembre de 2006 y 2005 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

2006	Vencimiento						Valor razonable Millones de euros
	2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores	
Nocional							
960 millones de euros	39	–	62	–	185	674	(233)
925 millones de pesos mexicanos	617	308	–	–	–	–	(1)
35 millones de pesos argentinos	–	35	–	–	–	–	–
58 millones de dólares USA	3	4	4	16	4	27	(3)

2005	Vencimiento						Valor razonable Millones de euros
	2006	2007	2008	2009	2010	Posteriores	
Nocional							
860 millones de euros	1	41	–	–	–	817	(317)
617 millones de pesos mexicanos	308	–	308	–	–	–	(1)
61 millones de dólares USA	3	3	4	4	16	31	(4)

ii. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2006 y 2005 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipo de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

Instrumento	Nocional <i>Millones de euros</i>	Vencimiento						Valor razonable <i>Millones de euros</i>
		2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores	
Collar	14	2	2	5	2	1	4	-
Collar con barreras	1	-	-	-	-	-	1	-

Instrumento	Nocional <i>Millones de euros</i>	Vencimiento						Valor razonable <i>Millones de euros</i>
		2006	2007	2008	2009	2010	Posteriores	
Collar	15	2	1	2	5	2	5	-
Collar con barreras	1	-	-	-	-	-	1	-

Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos a plazo

A 31 de diciembre de 2006 y 2005 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:

Nocional	Vencimiento						Tipo de cambio	Valor razonable <i>Millones de euros</i>
	2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores		
321 millones de dólares USA	321	-	-	-	-	-	EUR/USD	(5)
23 millones de dólares USA	2	3	2	3	2	11	EUR/USD	-

2005	Vencimiento						Tipo de cambio	Valor razonable Millones de euros
	2006	2007	2008	2009	2010	Posteriores		
Nocional								
370 millones de dólares USA	370	–	–	–	–	–	EUR/USD	3
25 millones de dólares USA	2	3	3	3	3	11	EUR/USD	–

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

A 31 de diciembre de 2006 y 2005 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:

Nocional	Vencimiento						Permuta de divisas	Valor razonable Millones de euros
	2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores		
18 millones de dólares USA	–	–	18	–	–		ARS/USD	0

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 2006 y 2005:

a) Contratos a plazo

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros, registrado en el pasivo de los Balances de situación a 31 de diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente:

2006	Compra	Venta	Vencimiento	Valor razonable Millones de euros
	1.034 millones de euros	1.376 millones de dólares USA	2007	(8)

2005	Compra	Venta	Vencimiento	Valor razonable Millones de euros
	2.228 millones de euros	2.686 millones de dólares USA	2006	(32)

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 los Balances de situación a 31 de diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente:

2006				
Nocional	Vencimiento	Deuda en divisas	Valor razonable	
			<i>Millones de euros</i>	
1.175 millones de euros	2010	Dólares USA	444	
1.000 millones de euros	2014	Dólares USA	96	
2005				
Nocional	Vencimiento	Deuda en divisas	Valor razonable	
			<i>Millones de euros</i>	
750 millones de euros	2006	Dólares USA	199	
1.175 millones de euros	2010	Dólares USA	393	
1.000 millones de euros	2014	Dólares USA	33	

Otras operaciones con instrumentos 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.

– 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 de los Balances de situación a 31 de diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente:

2006				
Compra	Venta	Vencimiento	Valor razonable	
			<i>Millones de euros</i>	
1.765 millones de euros	2.326 millones de dólares USA	2007	3	
222 millones de dólares USA	167 millones de euros	2007	1	
1 millones de libras esterlinas	2 millones de dólares USA	2007	–	
2005				
Compra	Venta	Vencimiento	Valor razonable	
			<i>Millones de euros</i>	
741 millones de euros	880 Millones de dólares USA	2006	–	
1.257 millones de dólares USA	1.055 Millones de euros	2006	6	
1 millones de libras esterlinas	2 Millones de euros	2006	–	

– 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 2006 y 2005, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

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

A 31 de diciembre de 2006	Miles de barriles excepto(*)	Vencimiento					Ejercicios posteriores	Valor razonable Millones de euros
		2006	2007	2008	2009	2010		
Contratos de compra								
Corto plazo								
WTI	460	460	–	–	–	–	–	–
Brent	1.772	1.772	–	–	–	–	–	(63)
NYMEX HHO	18	18	–	–	–	–	–	(1)
IPE GO	35	35	–	–	–	–	–	–
Contratos de venta								
Corto plazo								
WTI	183	183	–	–	–	–	–	–
Brent	1.321	1.321	–	–	–	–	–	65
NYMEX HHO	235	235	–	–	–	–	–	–
IPE GO	7	7	–	–	–	–	–	–
Swaps								
Corto plazo								
WTI	6.410	6.410	–	–	–	–	–	3
Brent	16.060	13.060	3.000	–	–	–	–	4
HHO (*)	64	64	–	–	–	–	–	–
Dubai	2.790	2.790	–	–	–	–	–	(3)
GO (*)	72	72	–	–	–	–	–	(1)
Propano (*)	58	58	–	–	–	–	–	1
Jet (*)	30	30	–	–	–	–	–	1
50 ppm (*)	2	2	–	–	–	–	–	–

(*) En miles de toneladas

Adicionalmente, a través de Repsol YPF Trading y Transporte, Repsol YPF tiene contratadas a 31 de diciembre de 2006 y 2005 opciones sobre 23 y 112 miles de toneladas de gasóleo por un valor razonable de 0 millones de euros.

– Operaciones ligadas a la evolución de la cotización de la acción de Repsol YPF

El Grupo Repsol YPF tenía un plan de incentivos ligado a la evolución de la cotización de la acción de Repsol YPF, que se ha cancelado en el ejercicio 2006. En relación con este plan, para hacer frente a los posibles desembolsos que se pudieran ocasionar, la sociedad contrató opciones de compra sobre acciones de Repsol YPF, S.A. las cuales podían ser liquidadas con idénticas fechas y condiciones a las establecidas en el citado programa de incentivos. Dichas opciones se liquidaron en el ejercicio 2006, registrándose un ingreso financiero de 14 millones de euros.

La sociedad mantenía operaciones ligadas a la cotización de las acciones de Repsol YPF, "equity linked swaps", liquidables exclusivamente por diferencias sobre un total de 3.000.000 de títulos. Estas operaciones se han liquidado en el ejercicio 2006, registrándose un resultado neto positivo de 6 millones de euros.

38 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 los presupuestos y planes estratégicos ambientales que, con un alcance anual y de cinco años respectivamente, 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 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.

38.1 Activos ambientales

A 31 de diciembre de 2006, 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	335	165	170
Agua	535	315	220
Calidad de productos	1.267	474	793
Suelos	95	20	75
Ahorro y eficiencia energética	170	106	64
Residuos	13	7	6
Otros (*)	521	263	258
	2.936	1.350	1.586

(*) La naturaleza de Otros incluye, de acuerdo con el porcentaje de participación de Repsol YPF, S.A., los activos medioambientales del Grupo Gas Natural y su correspondiente amortización acumulada, por importe de 104 y 25 millones de euros, respectivamente.

El coste incluye 263 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2006 destacan, en el ámbito de refino, como en años anteriores, las requeridas para alcanzar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos exigida en la nueva normativa española y argentina las cuales suman un total de 68 millones de euros en 2006. Como proyectos singulares en este ámbito debe mencionarse la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Bilbao (España), con una inversión ambiental en 2006 de 18 millones de euros. Asimismo, cabe destacar el proyecto para la mejora de la calidad de combustibles en la refinería de la Plata (Argentina), con una inversión ambiental en 2006 de 18 millones de euros.

En el ámbito de refino también hay que mencionar las acciones de ahorro y eficiencia energética en España, que suman un total de 1,5 millones de euros. Asimismo, también en refino, dentro del ámbito de gestión del agua, cabe señalar la continuación del proyecto la construcción de una planta de tratamiento de sosas gastadas en la refinería de Tarragona (España), con una inversión en 2006 de 3,5 millones de euros.

En el negocio de Química la actuación más relevante ha sido el desarrollo de una nueva planta de OHP (Oxidación por Hidroperóxido) para tratamiento de efluentes en el complejo de Tarragona (España), con una inversión de 6 millones de euros en 2006.

38.2 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 2006 es el siguiente:

	<i>Millones de euros</i>
Saldo a 31 de diciembre de 2005	244
Dotaciones con cargo a resultados	169
Aplicaciones con abono a resultados	(13)
Cancelación por pago	(58)
Reversiones y otros	(85)
Saldo a 31 de diciembre de 2006	257

Adicionalmente, la Guía de Costes de 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 2006 asciende a 641 millones de euros (ver nota 19).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2006 de las provisiones ambientales hay que destacar 70 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 36). Asimismo, incluye 64 millones de euros correspondientes a provisiones, principalmente para remediación y saneamiento de suelos y aguas subterráneas, de YPF, S.A.

A 31 de diciembre de 2006, la provisión correspondiente a las emisiones de CO₂ asciende a 80 millones de euros (ver nota 19).

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.

38.3 Gastos ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2006 han ascendido a 181 millones de euros y figuran registrados bajo el epígrafe "Consumos" y "Otros gastos".

Estos gastos incluyen 80 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2006 (ver nota 19), así como las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la gestión de los residuos, remediación de suelos y aguas subterráneas y la gestión del agua por importes de 27, 26, 19 y 17 millones de euros, respectivamente.

38.4 Actuaciones futuras

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse el cambio climático, la normativa sobre calidad medioambiental de combustibles, la Ley 26093 en Argentina, la Resolución SE 785/2005 en Argentina, la Directiva Europea 96/61/CE sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC), el Real Decreto 9/2005 sobre actividades potencialmente contaminantes del suelo, el Anteproyecto de Ley de responsabilidad medioambiental y la Estrategia Temática sobre calidad del aire que se está debatiendo en la Unión Europea (UE) y nuevas directivas sobre sustancias vertidas en efluentes líquidos, también en el ámbito de la UE.

En el ámbito del cambio climático, durante 2006 destaca la publicación de los Planes Nacionales de Asignación (PNAs) para el periodo 2008–2012 pendientes aún de aprobación por parte de la Comisión Europea. En el caso del PNA español, las instalaciones de Repsol YPF afectadas solicitaron su asignación individual para dicho periodo antes de final de 2006. Las asignaciones definitivas para el periodo 2008–2012 para las instalaciones de Repsol YPF incluidas en el sistema europeo de comercio de emisiones a través de la Directiva 87/2003 están pendientes de la aprobación de la Comisión Europea a los PNA español y portugués.

Respecto a la normativa sobre calidad medioambiental de combustibles en España, el Real Decreto 61/2006, que ha derogado al Real Decreto 1700/2003; actualiza las especificaciones de los combustibles en cuanto al contenido en azufre y regula el uso de biocarburantes por medio de la transposición de las Directivas 2003/17/CE y 2003/30/CE.

Como novedad importante, en 2006 se aprobó en Argentina la Ley 26093 que contemplará la incorporación de biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa será obligatoria a partir del 4º 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.

Además, en Argentina, a finales de 2006, comenzó a tener principio de ejecución 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 la Directiva IPPC, en España y Portugal se ha avanzado con las Autorizaciones Ambientales Integradas en todas las instalaciones afectadas por la misma, habiéndose presentado toda la información solicitada por la Administración y habiéndose obtenido ya dicha autorización en algunos casos (Refinería La Coruña, Refinería y planta de deslastres del Complejo Industrial de Tarragona, quedando pendiente el área de tanques playa de ésta última, Petroquímica Polidux, Petroquímica Sines). En el resto de instalaciones se está a la espera de la concesión definitiva de la autorización. Además hay que señalar que de cara al futuro en la UE se está debatiendo la ampliación de la Directiva a pequeñas instalaciones de combustión.

En España, en relación con el Real Decreto 9/2005 sobre actividades potencialmente contaminantes del suelo con fecha 7 de febrero 2007 se han enviado a la Administración los informes de situación preliminar de acuerdo con los requerimientos de dicha disposición.

El anteproyecto de ley sobre responsabilidad ambiental se encuentra en fase muy avanzada en España y se espera que se apruebe antes de mayo de 2007 tal como indica la Directiva 2004/35. En dicha disposición los titulares de las instalaciones mencionadas están obligados a disponer de garantías financieras para poder ejercer sus actividades. La autoridad competente deberá indicar en cada caso la cuantía de dicha garantía financiera en función de la gravedad del posible daño generado por la actividad.

Actualmente en la UE se está debatiendo la Estrategia Temática sobre calidad del aire que afectará principalmente a las emisiones de NOx e introduce el control sobre las partículas menores de 2,5 micras. Esto supone la revisión de la actual directiva de techos 2001/81/CE así como una propuesta de directiva sobre calidad del aire. En paralelo, en España se está desarrollando también un anteproyecto de ley sobre calidad ambiental.

En cuanto a calidad de las aguas, se ha aprobado recientemente la Directiva sobre aguas subterráneas 2006/118/CE y hay una propuesta de directiva sobre calidad de aguas superficiales. El efecto de ambas disposiciones va ligado a la calidad de los vertidos de efluentes líquidos sobre la limitación de determinadas sustancias en el futuro para lo cual se deberán tomar las medidas adecuadas que garanticen la desaparición de las mismas.

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.

39 Remuneración de los auditores

En el ejercicio 2006, 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 6,9 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 0,6 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.

40 Hechos posteriores

- El 9 de febrero de 2007 Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol YPF, S.A., cerró dos emisiones de bonos a 5 y 10 años de 750 y 500 millones de euros, respectivamente.

El bono con vencimiento a cinco años se emite por un volumen de 750 millones de euros, a tipo variable con un cupón del EURIBOR más 25 puntos básicos y un precio de emisión del 99,9088%.

El bono con vencimiento a diez años se emite por un volumen de 500 millones de euros, con un cupón del 4,75% y un precio de emisión del 99,602%.

Estas emisiones se realizan al amparo del Euro 10.000.000.000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme de Repsol International Finance, B.V. registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo el pasado 2 de febrero de 2007.

- En febrero de 2007 el consorcio formado por Repsol YPF (28%), BHP Billiton (44%) y Hess Corporation (28%) cerró la compra a Anadarko Petroleum Corporation del campo de petróleo Genghis Khan, situado en el Golfo de México estadounidense, una de las zonas de aguas profundas de mayor rentabilidad de la industria petrolera mundial. El coste total de la operación ha ascendido a 1.350 millones de dólares, con una inversión neta de Repsol YPF de 378 millones de dólares.

El campo Genghis Khan posee en la actualidad dos pozos ya perforados y tiene una importante estimación de reservas de hidrocarburos. La importancia de la adquisición de Genghis Khan reside en que es una extensión del Campo Shenzi, en el que Repsol YPF ya participa en un 28% y que es uno de los mayores campos de petróleo en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense. El desarrollo de ambos proyectos, situados en la misma zona, generará importantes sinergias para Repsol YPF.

Anexo I. Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2006

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.	–
Proyectos Integrados Energéticos, 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.
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–SEMÁPESA	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.	–
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, 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.–Campspared
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.–CAMPSPARED	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)
Concha I-Combustíveis e Lubrificantes, Lda	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.	–
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.	–
Caiageste-Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost	–
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.	–

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2006	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	583,1	746,6	(520,0)	1.027,0
Producción y comercialización de derivados	I.G.	100,00	100,00	5,4	26,8	(53,0)	-	(20,8)
Explotación de talleres y otras actividades	P.E.	100,00	100,00	0,1	-	0,08	-	0,1
Servicios aeroportuarios	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,3	0,8	-	1,2
Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,1	0,8	-	2,0
Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	9,0	0,3	-	8,9
Electricidad y gas natural	I.G.	100,00	100,00	6,0	9,0	2,0	-	17,0
Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	(0,1)	(0,1)	-	0,2
Remolcadores	I.G.	100,00	100,00	0,1	(2,5)	4,9	-	2,5
Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	24,5	32,5	-	57,1
Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	(0,7)	(0,7)	-	(1,3)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	119,1	(20,9)	22,0	-	120,1
Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	105,7	-	139,3	(139,3)	26,4
Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	105,7	110,6	49,7	(124,1)	35,5
Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	191,3	-	-	-	42,5
Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	191,3	(2,7)	(78,6)	-	24,5
Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	4,1	(3,8)	2,7	-	3,0
Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	57,6	0,7	(14,9)	-	43,4
Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,3	2,6	-	3,0
Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	9,9	(3,0)	(3,2)	-	3,7
Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	1,2	(1,2)	-	-	-
Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,4	2,3	-	3,1
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	321,5	30,4	-	410,6
Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	(1,9)	-	-	(0,6)
Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	0,5	1,5	(0,2)	-	1,8
Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	20,0	3,8	7,0	-	26,2
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	0,1	(0,1)	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	5,6	9,0	3,6	-	18,1
Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	0,2	(0,1)	-	0,1
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,9	40,3	15,7	-	56,9
Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	-	0,8	0,6	-	1,4
Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	4,5	0,3	-	1,5
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	104,9	19,4	14,3	-	138,7
Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	76,1	0,1	29,6	(15,7)	40,5
Comercialización de GLP	I.G.	99,61	99,61	43,3	(7,7)	10,2	-	45,6
Distribuidora de GLP	P.E.	29,85	29,97	3,9	4,7	0,7	-	2,8
Distribuidora de GLP	I.G.	99,61	100,00	0,9	(0,5)	(0,2)	-	0,2
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,9	6,9	0,8	-	9,7
Comercialización de GLP	I.G.	51,00	51,00	1,4	2,9	0,9	-	2,7
Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	(0,9)	(1,6)	-	9,4
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	7,3	(2,1)	(2,1)	-	3,2
Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	(0,2)	0,3	-	1,2
Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	P.E.	51,00	51,00	2,5	(1,4)	(1,8)	-	(0,4)
Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,8	532,2	179,5	(51,3)	961,8
Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	(0,2)	1,3	-	1,2
Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	8,4	18,6	37,8	(26,0)	37,5
Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	(5,6)	(1,0)	-	3,7
Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	0,1	1,5	0,5	-	0,4
Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,1	0,9	0,4	-	0,5
Servicios relacionados con la automoción	I.G.	48,33	100,00	-	0,2	1,0	-	0,6
Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	67,66	70,00	1,5	0,4	0,2	-	1,4
Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	7,3	6,5	15,4	-	28,2
Gestión EE.SS.	I.P.	48,33	50,00	15,4	3,6	0,6	-	9,5
Almacenamiento y distribución de pdtos. petrolíferos	I.P.	48,33	50,00	20,8	1,8	1,8	-	11,8
Almacenamiento y distribución de pdtos. Aviación	I.P.	48,33	100,00	1,0	(0,8)	0,6	-	0,4
Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	24,25	25,00	84,1	164,8	332,8	(100,2)	116,8
Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	24,25	100,00	31,7	26,1	6,0	-	15,5
Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	2,7	10,5	-	13,4
Comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,2	2,9	0,1	-	3,2
Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	277,1	14,9	-	351,0
Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	51,00	51,00	0,0	0,1	(0,1)	-	0,0
Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,3	0,2	-	0,5
Explotación y gestión de EESS	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,2	(0,1)	-	0,1
Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,0	0,4	-	31,9
Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	104,9	79,1	(32,0)	38,9

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	–
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.	–
Asfalnor, S.A.	España	Petronor	–
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.
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.
El Andalus LNG Spa.	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.
Repsol 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.	–
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.
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.
Termobarrancas, C.A.	Venezuela	Repsol Exploración, 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	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.	–
Petroquirique, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Quirique 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, LLG	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, B.V.	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.	–
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, B.V.	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, B.V.	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Netherlands Finance, B.V.	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 (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	–
Repsol Canada LNG, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	–

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2006	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	78,6	15,1	(12,0)	21,9
Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	360,7	260,3	(80,0)	568,8
Distribuc. y comercialización de pdtos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	-	0,1	-	0,2
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	867,3	270,8	(200,0)	962,7
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	12,4	0,2	-	14,4
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,7)	7,5	-	8,8
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,7)	(1,3)	-	0,0
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,0	262,2	(27,0)	-	239,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	57,87	80,00	79,4	(2,3)	(41,5)	-	20,6
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,8	453,0	448,2	-	909,0
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,9	0,4	-	1,4
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	(1,6)	(24,2)	-	(21,0)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	16,8	2,5	-	19,4
Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	76,3	(12,2)	2,8	-	19,8
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,5)	-	-	1,4
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,8	111,6	10,6	-	138,0
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	182,6	(15,1)	(11,2)	-	31,3
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	158,2	5,7	4,2	-	16,8
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(13,7)	-	(13,6)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16,9	14,3	(8,5)	-	22,7
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)	(1,3)	-	(1,1)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(0,3)	-	(0,2)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	(1,4)	(0,9)	-	0,5
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-	4,3	-	4,3
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5,9	(1,9)	(4,2)	-	(0,1)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	208,4	(151,4)	47,5	-	104,5
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,8	1,6	4,7	-	22,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12,5	28,0	126,1	-	166,6
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	0,4	(2,7)	-	(2,3)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	-	-	(9,8)	-	(4,9)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	0,4	-	114,5	-	45,9
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,4	-	-	-	0,2
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	(1,7)	-	0,2
Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	929,3	(1.408,4)	607,4	-	38,5
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	128,3	(947,4)	723,1	(607,4)	(211,0)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	-	125,2	(107,6)	-	8,8
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	353,2	19,9	-	599,0
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	69,1	(29,6)	(4,8)	-	10,4
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.750,4	-	(57,5)	-	1.692,9
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.750,4	(7,2)	(49,1)	-	1.694,2
Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	-	(1,2)	-	(1,2)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	329,0	28,4	18,5	-	38,0
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	95,2	47,6	24,42	-	167,2
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,5	-0,42	-	0,4
Refino	I.G.	51,03	51,03	111,6	55,8	13,56	-	92,4
Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	21,2	(19,5)	10,54	-	6,2
Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,5	(0,2)	3,24	-	5,6
Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	53,1	(9,0)	1,64	-	45,7
Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3,9	(2,0)	0,78	-	2,6
Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	279,6	744,0	293,1	-	1.316,7
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-	90,4	-	90,4
Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	185,2	-	421,4	(421,4)	37,0
Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	185,2	197,8	340,8	(421,4)	60,5
Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,7	(284,3)	(12,9)	-	(296,5)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	(9,0)	(21,8)	-	(30,8)
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	26,0	49,8	-	539,6
Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	8,5	63,5	16,4	-	88,4
Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	-	-	-	13,6
Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,4	-	-	-	5,4
En liquidación	P.E.	100,00	100,00	20,3	(19,0)	0,1	-	1,4
Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	1,3	(2,0)	-	(0,7)
Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	37,0	(6,2)	-	30,8

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
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 Polívar, S.p.A.	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.	–
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	–
Polymer Technology Inc.	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.	–
Polymed	Argelia	Repsol Química, S.A.	–
Repsol Chemie Deutchland 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)		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.
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.
Iradia Climatización AIE (2)	España	Gas Natural Soluciones, S.L.	Gas Natural Servicios SDG, 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.
A.I.E Ciudad Sanitaria Vall d'Hebrón (2)	España	La Energía, 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.
AECS Hospital Trias i Pujol AIE	España	La Energía, S.A.	–
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.	–
AECS Hospital Bellvitge AIE	España	La Energía, S.A.	–
Tratamiento Almazán 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.	Puerto Rico	Buenergía Gas & Power Ltd	–
Ecoeléctrica Ltd.	Puerto Rico	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.	–

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2006	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	(0,8)	(1,2)	-	(2,0)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,4	35,2	152,0	(154,0)	8,4
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	(20,5)	(2,5)	-	37,5
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	(5,8)	(1,2)	-	10,4
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,1	5,4	0,9	-	9,4
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	0,5	0,8	(0,9)	-	0,4
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	36,1	(7,5)	-	31,6
Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	2,5	(0,5)	-	1,5
Producción, comercialización pdtos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	34,4	(2,2)	-	24,5
Producción, comercialización pdtos. químicos	P.E.	49,99	49,99	58,7	2,2	3,8	-	32,3
Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	0,4	0,2	-	0,4
Comercialización de Productos Petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-
Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	268,4	22,6	44,6	-	335,6
Producción de electricidad	P.E.	66,67	66,67	0,0	0,0	-	-	0,0
Licencia de Tecnología	P.E.	70,00	70,00	-	-	-	-	-
Producción polietileno	P.E.	26,95	26,95	46,0	25,7	-	-	19,3
Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,6	-	1,3
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-	(1,2)	-	(1,2)
Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	13,5	5,7	-	21,6
Distribución de gas	I.P.	30,85	30,85	447,8	3.909,4	745,4	(165,7)	1.522,8
Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	94,8	14,2	137,8	-	76,1
Transporte de gas	I.P.	22,39	72,60	0,1	57,6	115,1	(50,8)	27,3
Transporte de gas	I.P.	22,31	72,33	3,4	0,9	0,5	-	1,1
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	15,0	42,2	9,0	(6,6)	18,4
Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	15,4	(0,1)	(4,9)	-	3,2
Transporte de gas	I.P.	65,42	100,00	2,0	-	0,5	-	1,6
Servicios	I.P.	30,85	100,00	6,2	3,3	0,1	-	3,0
Gestión Energética	I.P.	30,85	100,00	0,3	0,1	-	-	0,1
Financieras y otras actividades	P.E.	13,12	42,52	0,7	10,4	0,5	-	1,5
Distribución de gas	I.P.	27,79	90,10	6,3	78,5	15,9	-	28,0
Distribución de gas	I.P.	29,30	95,00	26,8	16,7	1,8	-	13,3
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	101,0	1.005,1	269,1	(192,1)	364,9
Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	1,2	(0,4)	(0,3)	-	0,2
Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,1	-	-	-	0,0
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	2,3	-	3,8
Distribución de gas	I.P.	27,76	89,99	3,6	27,1	5,9	-	10,2
Distribución de gas	I.P.	19,12	62,00	32,6	5,4	0,2	-	7,3
Distribución de gas	I.P.	17,40	91,00	2,3	(0,4)	(0,5)	-	0,2
Distribución de gas	P.E.	10,80	35,00	5,9	16,8	9,4	-	3,5
Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,2	1,2	0,1	-	0,5
Informática	I.P.	30,85	100,00	19,9	4,9	0,8	-	7,9
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	12,4	41,3	3,5	-	17,6
Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	1,4	-	-	0,5
Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	10,7	0,9	(0,2)	-	3,5
Cogeneración	I.P.	25,06	81,25	1,7	0,1	(0,9)	-	0,2
Cogeneración	I.P.	24,68	80,00	1,2	1,1	0,2	-	0,6
Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	1,4	-	0,3	-	0,5
Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	0,9	0,1	(0,2)	-	0,1
Cogeneración	I.P.	13,88	45,00	1,1	1,2	0,6	-	0,4
Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	0,9	(0,5)	(0,3)	-	0,0
Cogeneración	I.P.	27,76	89,99	2,8	-	(0,0)	-	0,8
Comercialización de gas y electricidad industrial	I.P.	30,85	100,00	2,4	29,7	33,8	-	20,3
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,1	(1,6)	(0,8)	-	0,8
Sociedad de cartera	I.P.	29,30	95,00	0,1	(76,8)	10,5	-	(19,4)
Sociedad de cartera	I.P.	14,65	50,00	63,2	4,0	15,8	(20,4)	9,2
Sociedad de cartera	I.P.	14,65	100,00	0,6	-	0,2	(0,2)	0,1
Generación de Electricidad	I.P.	14,65	100,00	63,2	(7,0)	51,4	(12,1)	14,0
Comercialización de gas y electricidad doméstico	I.P.	30,85	100,00	2,9	2,8	2,3	-	2,5
Gestión Energética	I.P.	15,42	50,00	-	(0,3)	-	-	(0,0)
Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,85	100,00	32,8	(0,6)	(6,0)	-	8,1
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	5,5	(2,6)	1,2	-	1,3
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	6,0	0,2	2,3	(1,6)	2,1
Generación Eólica	I.P.	20,98	68,00	2,5	0,2	1,0	-	0,8
Generación Eólica	I.P.	15,12	49,00	6,0	0,6	2,4	-	1,4
Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	2,7	2,8	4,0	-	1,5
Generación y trading eléctrico	P.E.	8,02	26,00	2,4	(0,8)	1,8	-	0,3

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Burgalesa de Generación Eólica 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.	–
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.	Sagane, 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 C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, sdG, S.A.	Gas Natural sdG, S.A.
Comercializadora Metrogas S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.
Adm Servicios Energía México S.A. de C.V. (2)	México	Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	–
Energía y Confort Admón de Personal S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional sdG, S.A.
Gas Natural Servicios S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional sdG, S.A.
Transnatural, SRL de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	–
CH4 Energía, S.A de C.V.	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	–
Gas Natural Vendita Italia S.p.A (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 S.p.A (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	–
Nettis Gestioni S.r.L (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	–
SCM a.r.l Societa Consortile di Metannizzazione A.R.L (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Nettis Gestioni, S.R.L.
Smedigas S.P.A (2)	Italia	Gas Natural Internacional sdG, S.A.	–
Gas Natural Rigassificazione Italia S.p.A (2)	Italia	Gas Natural Internacional sdG, S.A.	–
Sistemas Administración y Servicios S.A. de C.V. (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 Gas Natural S.A. (2)	España	Gas Natural sdG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Portal del Instalador S.A. (2)	España	Portal Gas Natural,S.A.	Repsol YPF, S.A.
Torre Marenostrum S.A. (3)	España	Gas Natural sdG, S.A.	–
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural sdG, S.A.	–

Actividad	Método de consolidación (4)	% participación total		Cifra en millones de euros				
		% de participación patrimonial	% de participación control	Capital	Reservas	Resultados 2006	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Generación y trading eléctrico	P.E.	7,48	24,24	1,5	0,3	0,2	-	0,1
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	42,2	121,3	12,8	(2,7)	53,6
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	-	-	0,0
Generación Eólica	I.P.	30,70	99,52	5,2	5,1	2,0	-	3,8
Generación Eólica	I.P.	10,23	33,33	2,2	-	1,0	-	0,3
Generación Eólica	I.P.	18,42	60,00	0,1	-	-	-	0,0
Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	-	0,3	-	0,1
Generación y trading eléctrico	P.E.	6,17	20,00	3,1	1,7	2,4	-	0,4
Generación y trading eléctrico	P.E.	5,55	18,00	1,5	0,7	1,8	-	0,2
Generación Eólica	I.P.	27,76	90,00	2,6	4,5	2,0	-	2,5
Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	9,9	25,8	12,2	-	7,4
Generación Eólica	I.P.	11,18	36,25	16,5	1,2	7,2	(1,5)	2,6
Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	10,3	8,3	9,1	-	4,3
Generación Eólica	I.P.	10,28	33,33	3,0	2,7	1,5	-	0,7
Generación Eólica	I.P.	7,71	75,00	0,1	-	-	-	0,0
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	20,5	8,1	-	15,3
Distribución de gas	I.P.	27,89	90,41	3,2	27,9	1,0	-	9,0
Distribución de gas	I.P.	30,83	99,94	19,4	(2,4)	(3,1)	-	4,3
Distribución de gas	I.P.	30,84	99,99	25,5	67,9	5,9	-	30,6
Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	(14,2)	17,9	-	1,3
Financiera	I.P.	30,85	100,00	-	2,3	0,4	-	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	346,4	(183,7)	2,1	(1,3)	50,4
Financiera	I.P.	30,85	100,00	25,4	11,9	0,7	-	11,7
Seguros	I.P.	30,85	100,00	3,1	(0,5)	3,4	-	1,9
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	349,5	4,4	15,3	-	113,9
Comercialización de gas	I.P.	22,21	72,00	-	1,3	1,7	-	0,7
Comercialización de gas	I.P.	18,39	59,61	22,8	28,6	4,6	(2,2)	9,9
Distribución de gas	I.P.	16,71	54,17	147,7	97,2	16,6	(21,2)	40,1
Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	-	(4,0)	2,0	-	(0,6)
Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	1,5	(0,4)	(0,3)	-	0,2
Sociedad de cartera	I.P.	22,21	72,00	48,9	60,6	0,0	-	24,3
Transporte y Distribución de gas	I.P.	15,55	70,00	214,7	(151,1)	4,2	(13,4)	8,5
Sociedad de cartera	I.P.	22,21	72,00	105,0	(23,4)	0,0	-	18,1
Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,84	99,99	0,6	(1,8)	0,1	-	(0,3)
Servicios	I.P.	30,85	100,00	1,7	0,4	0,5	(0,2)	0,7
Transporte y Distribución de gas	I.P.	26,76	86,75	470,7	(167,2)	2,6	-	81,9
Distribución de gas	I.P.	26,76	100,00	128,1	(61,8)	2,2	-	18,3
Servicios	I.P.	26,76	100,00	-	(0,3)	-	-	(0,1)
Servicios	I.P.	26,84	100,00	-	0,2	(0,4)	-	(0,0)
Servicios	I.P.	26,76	100,00	6,1	(3,1)	1,8	-	1,3
Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,38	50,00	10,3	(10,2)	(3,4)	-	(0,4)
Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,38	50,00	0,6	0,7	0,6	-	0,3
Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	5,9	(4,5)	-	1,1
Sociedad de Cartera y Distribución de Gas	I.P.	30,85	100,00	4,7	119,1	(4,2)	-	36,9
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,5	23,0	(3,1)	-	5,7
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	35,2	(0,6)	-	9,6
Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	28,7	(0,3)	-	7,9
Comercialización de gas	I.P.	27,77	100,00	0,1	1,1	(0,0)	-	0,3
Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	0,2	-	0,1
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,1	1,9	1,0	-	0,9
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,8	(0,0)	0,3	-	0,3
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	20,8	(0,6)	-	6,4
Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,1	-	-	-	0,0
Servicios	I.P.	26,84	87,00	-	0,2	0,0	-	0,1
Instalaciones de gas	I.P.	22,21	72,00	2,1	(1,2)	0,3	-	0,3
Servicios	I.P.	30,85	99,99	0,2	0,1	0,5	-	0,2
Distribución de gas	I.P.	18,22	59,06	10,9	146,4	52,0	-	38,1
Distribución de gas	I.P.	14,11	77,45	1,1	6,9	2,6	-	1,5
Distribución de gas	I.P.	9,93	54,50	9,2	20,3	7,4	(9,5)	2,7
Distribución de gas	I.P.	9,93	99,99	1,3	1,4	0,3	-	0,3
E-Business	I.P.	30,85	100,00	8,0	0,5	0,2	-	2,7
Servicios	I.P.	33,14	85,00	1,3	(0,2)	0,2	-	0,4
Financieras y otras actividades	P.E.	13,88	45,00	5,3	15,7	(0,4)	-	2,9
Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	1,2	-	-	-	0,2

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Gas Natural Capital Markets S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Comercial LNG S.L. (2)	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
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF International, S.A.	–
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	–
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	–
Maxus Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	–
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.	–
Oil International, 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	YPF,S.A.
Oleoducto Trasandino Chile S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding	–
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A.	Argentina	Gasoducto del Pacífico (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.	–
Argentine Private Development Company (APDC)	Islas Cayman	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, Limitada	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA
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
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.	–
Termogaucha–Usina Termeléctrica, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Refinería de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos, S.A.	–
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinería 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 2006	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído
Financiera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,9	-	-	0,3
Comercialización de gas doméstico	I.P.	30,85	100,00	-	-	0,2	-	0,1
Exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	1,3	13,7	(1,8)	-	4,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	99,04	4.131,5	791,3	1.101,5	-	5.966,4
Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	181,7	(99,0)	10,1	-	91,8
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,1	(0,1)	-	-	0,0
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,8	(0,8)	-	-	-
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,0	(15,1)	(0,1)	-	(15,0)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	0,0	(3,0)	(0,2)	-	(3,1)
Sociedades de propósito especial	I.G.	99,04	100,00	-	(21,3)	10,8	-	(10,4)
Sociedades de propósito especial	I.G.	99,04	100,00	-	-	-	-	-
Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	412,7	(525,7)	(62,3)	-	(173,7)
Financiera	I.G.	99,04	100,00	103,8	(182,6)	(32,3)	-	(110,1)
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	103,8	(182,6)	(32,3)	-	(110,1)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	213,4	(337,2)	(47,7)	-	(169,8)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	1,4	(106,1)	(8,9)	-	(112,5)
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	24,6	(29,9)	0,0	-	(5,2)
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	(8,6)	0,6	(0,4)	-	(8,3)
Fracionadora de gas	I.P.	37,64	38,00	154,1	25,4	156,7	-	126,5
Comercialización de hidrocarburos	I.G.	98,90	99,85	90,8	(53,4)	11,5	-	48,4
Sociedad de cartera	I.G.	99,04	100,00	-	-	-	-	-
Sociedad de cartera	P.E.	44,89	45,33	235,2	(336,3)	55,6	-	(20,4)
Distribución de gas	P.E.	31,43	70,00	432,2	(485,0)	87,1	-	10,8
Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	29,71	30,00	8,9	5,5	(1,7)	-	3,8
Financiera	P.E.	17,83	18,00	-	-	-	-	-
Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,83	100,00	34,5	(20,9)	-	-	2,4
Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,83	100,00	11,1	(5,2)	0,0	-	1,1
Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	8,67	10,00	94,1	(55,4)	6,6	-	3,9
Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	49,52	50,00	270,3	(99,8)	102,1	-	135,0
Refino y comercial. de ptdos. petrolíferos	I.P.	49,52	50,00	76,6	45,4	21,7	(24,0)	59,3
Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	32,83	33,15	10,9	16,7	5,4	-	10,8
Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	36,64	37,00	83,6	(25,4)	0,3	-	21,4
Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	50,01	50,49	-	-	-	-	-
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,04	100,00	22,9	(12,5)	-	-	10,2
Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100,00	6,6	6,7	7,0	-	20,1
Ingeniería y construcción	I.G.	99,04	100,00	2,1	(1,9)	(0,1)	-	0,1
Otras actividades	I.G.	99,04	100,00	0,1	6,2	-	-	6,2
Distribución de gas natural	P.E.	16,50	16,66	0,0	-	-	-	0,0
Sociedad de cartera	P.E.	42,45	42,86	71,4	(111,3)	(4,9)	-	(19,0)
Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	39,53	79,83	119,4	(185,4)	(8,2)	-	(29,3)
Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	44,57	45,00	184,8	(130,8)	33,3	(12,5)	33,3
Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	98,3	41,0	9,5	-	148,8
Explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	100,00	1,2	(0,4)	0,3	-	1,2
Comercialización y Distrib. Combustibles y Lubri.	I.G.	99,99	100,00	44,2	29,3	8,1	-	81,6
Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	812,3	(407,4)	133,4	-	538,3
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	50,00	50,00	205,8	(53,8)	278,1	-	215,0
Transporte de hidrocarburos	P.E.	22,25	44,50	60,7	12,7	3,5	-	17,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	100,9	75,4	5,8	-	182,1
Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	115,3	61,3	5,6	-	182,3
Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,1	0,3	-	1,4
Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	868,4	(411,5)	(97,9)	-	358,9
Logística de productos derivados del petróleo	I.G.	100,00	100,00	120,0	(76,1)	(30,2)	-	13,7
Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	15,00	15,00	28,6	(15,3)	(0,4)	-	1,9
Construcción y explotación de una central eléctrica	I.P.	26,00	26,00	80,6	(6,5)	(65,0)	-	2,4
Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	31,13	31,13	11,7	41,0	(32,2)	-	6,4
Comercialización de productos petrolíferos	I.P.	31,13	100,00	10,8	0,7	(4,8)	-	2,1
Comercialización de productos petroquímicos	I.P.	31,13	100,00	2,0	0,0	(0,3)	-	0,5
Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	319,6	204,0	35,8	-	167,8
Explotación estaciones de servicio	I.G.	100,00	100,00	31,2	(28,7)	(6,2)	-	(3,7)
Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,1	(0,0)	-	0,4

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

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

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

(4) Método de consolidación:

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

Anexo I. Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 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.	–
Termobarrancas, 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.	–
Quiquirique Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.	–
Petroquiriquire, 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–Gas Natural LNG (3)	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural sDG, S.A.
Refinería de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos, S.A.	–
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinería Petróleos Manguinhos, 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.	–
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	Fecha	31 de diciembre de 2006			1 de enero de 2006		
		Método de consolidación (4)	% participación total		Método de consolidación (4)	% participación total	
			% de participación patrimonial	% de participación control		% de participación patrimonial	% de participación control
Alta en el perímetro de consolidación	Marzo 06	I.P.	30,85	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Junio 06	P.E.	10,00	10,00	–	–	–
Variación en el porcentaje de participación	Marzo 06	I.G.	100,00	100,00	I.G.	51,00	100,00
Alta en el perímetro de consolidación	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Enero 06	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Junio 06	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Junio 06	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Diciembre 06	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Septiembre 06	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Julio 06	I.P.	60,00	60,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Julio 06	I.P.	40,00	40,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Noviembre 06	I.P.	50,00	50,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Enero 06	I.P.	50,00	50,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Diciembre 06	I.P.	57,87	80,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Diciembre 06	P.E.	66,70	66,70	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Julio 06	I.P.	30,85	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Julio 06	I.P.	30,85	100,00	–	–	–
Alta en el perímetro de consolidación	Mayo 06	I.P.	30,85	100,00	–	–	–
Variación en el porcentaje de participación	Junio 06	I.P.	65,42	100,00	I.P.	15,42	100,00
Variación en el porcentaje de participación	Marzo 06	I.P.	31,13	31,13	I.P.	30,71	30,71
Variación en el porcentaje de participación	Abril 06	I.P.	31,13	100,00	I.P.	30,71	100,00
Variación en el porcentaje de participación	Mayo 06	I.P.	31,13	100,00	I.P.	30,71	100,00
Baja en el perímetro de consolidación	Septiembre 06	–	–	–	P.E.	3,08	10,00
Baja en el perímetro de consolidación	Noviembre 06	–	–	–	I.G.	99,04	100,00
Baja en el perímetro de consolidación	Diciembre 06	–	–	–	I.G.	50,10	50,00
Baja en el perímetro de consolidación	Diciembre 06	–	–	–	I.P.	51,00	51,00
Baja en el perímetro de consolidación	Diciembre 06	–	–	–	I.P.	51,00	100,00
Variación en el porcentaje de 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 SDC, 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 I. Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2005

Nombre	País	Sociedad matriz	Otras sociedades participantes (1)
Termobarrancas, C.A.	Venezuela	Repsol Exploración, S.A.	–
Repsol Butano Portugal R.B., S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.	–
Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (1)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	–
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A. (1)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Boreas Eólica, S.A. (1)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Molinos de Valdebezana, S.A. (1)	España	Boreas Eólica, S.A.	–
Boreas Eólica 2, S.A. (1)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A. (1)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Los Castrios, S.A.	España	Boreas Eólica, 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.	–
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	–
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.	–
TGP, S.A.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.	–
Autoclub Repsol S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	–
Repsol Polivar, S.p.A.	Italia	Repsol Bronderslev, A/S	–
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.	–
Falk SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.	–
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	–
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	–
Terminales Canarios, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	–
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Portal Gas Natural S.A. (1)	España	Gas Natural sdg, s.a.	–
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. (1)	España	Sinia XXI, S.A.	–
Burgalesa de Generación Eólica, S.A.	España	Sinia XXI, S.A.	–
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA
Termogaucha – Usina Termeléctrica, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	–
Gas Natural Exploración, S.L. (1)	España	Gas Natural sdg, s.a.	La Energía, S.A.
Natural RE, S.A. (1)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.
Gas Natural Capital Markets, S.A. (1)	España	Gas Natural sdg, s.a.	La Propagadora del Gas, S.A.
Tratamiento Almazán, S.L. (1)	España	La Energía, S.A.	–
Repsol-Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural sdg, s.a.
CEG Rio, S.A. (1)	Brasil	Gas Natural Internacional sdg, s.a.	Gas Natural sdg, s.a.
Enagas, S.A.	España	Gas Natural sdg, s.a.	–

Concepto	Fecha	31 de diciembre de 2005			1 de enero de 2005		
		Método de consolidación (4)	% participación total		Método de consolidación (4)	% participación total	
			% de participación patrimonial	% de participación control		% de participación patrimonial	% de participación control
Alta en el perímetro de consolidación	Febrero 05	I.G.	51,00	51,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Marzo 05	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	30,70	99,52	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	18,42	59,70	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	27,76	90,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	10,21	33,10	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	15,42	50,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	11,18	36,25	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	15,42	50,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	10,28	33,33	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	I.P.	7,71	75,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	P.E.	6,17	20,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Abril 05	P.E.	5,55	18,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Octubre 05	P.E.	20,00	20,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	Diciembre 05	P.E.	10,00	10,00	-	-	-
Variación en el método de integración	2005	I.G.	50,10	100,00	P.E.	50,10	100,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.G.	100,00	100,00	P.E.	100	100,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.G.	100,00	100,00	P.E.	100	100,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.G.	100,00	100,00	P.E.	100	100,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	49,99	50,00	P.E.	49,99	50,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	48,33	50,00	P.E.	48,33	50,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	48,33	50,00	P.E.	48,33	50,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	15,00	15,00	P.E.	15	15,00
Variación en el porcentaje de participación	Junio 05	I.P.	30,85	100,00	I.P.	19,50	63,20
Variación en el porcentaje de participación	Junio 05	I.P.	20,98	68,00	I.P.	20,24	65,60
Variación en el porcentaje de participación	Julio 05	P.E.	7,48	24,24	P.E.	6,17	20,00
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	26,00	26,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	27,76	90,00	-	-	-
Alta en el perímetro de consolidación	2005	I.P.	15,42	50,00	-	-	-
Variación en el porcentaje de participación	Julio 05	I.P.	18,39	59,61	I.P.	22,21	72,00
Baja en el perímetro de consolidación	Octubre 05	-	-	-	P.E.	8,06	26,13

(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

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
TFT	30%	GTFT	Exploración y Producción
TFR	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y Producción
Argentina			
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Producción
Aguaragüe	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y Producción
Bandurria	27,27%	YPF, S.A.	Exploración
CAM-1	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-3	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Producción
CCA-1 GAN GAN	50,00%	Wintershall Energía, S.A.	Exploración
CGSJ – V/A	50,00%	Wintershall Energía, S.A.	Exploración
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Producción
Filo Morado	50,00%	YPF, S.A.	Generación de Energía Eléctrica
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración
Llancanelo	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y Producción
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Producción
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Producción
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Producción
Ramos	15,00%	Pluspetrol Energy, S.A.	Producción
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego	30,00%	Pan American Fuegoina S.R.L.	Producción
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y Producción
Brasil			
BM-C-33	50%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50%	BG E&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%	BG E&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

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Bolivia			
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas
Canadá			
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL
Colombia			
Capachos	35%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y Producción
E.A.U.			
Dubai	25%	Dubai Marine Areas	Exploración y Producción
Ecuador			
Bloque 14	25%	Vintage	Exploración y Producción
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador	Exploración y Producción
España			
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Boqueron	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Chipiron	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Libia			
Bloque NC 115	10%	Repsol Oil Operations	Exploración y Producción
Bloque NC 186	8%	Repsol Oil Operations	Exploración y Producción
Paquetes 1-2-3	1-60% 3-35%	Repsol Oil Operations	Exploración y Producción
Perú			
Lotes 56 & 88	20%	Hunt Oil	Exploración y Producción
Trinidad & Tobago			
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y Producción
Venezuela			
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y Producción
Menegrande	40%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y Producción

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. Consejero de Suez	
Participaciones	Gas Natural SDG, S.A.	30.602 acciones
	Suez	2.222 acciones

D. Henri Philippe Reichstul

Cargos	Consejero de Ashmore Energy International
--------	---

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos	Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH) Consejero de Repsol YPF – Gas Natural LNG, S.L.	
Participaciones	Gas Natural SDG, S.A.	8.765 acciones
	Endesa, S.A.	1.956 acciones
