

2008

Cuentas Anuales Consolidadas

Informe de Auditoría Consolidado	8
Cuentas Anuales Consolidadas	10
Anexos	118
Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos	138



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

4. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2008 contiene las explicaciones que los Administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

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

Javier Ares San Miguel
27 de febrero de 2009

REPSOL YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF			
BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y A 31 DE DICIEMBRE DE 2007			
		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	31/12/08	31/12/07
Inmovilizado Intangible:		4.079	4.326
a. Fondo de Comercio	8	2.851	3.308
b. Otro inmovilizado intangible	9	1.228	1.018
Inmovilizado material	10	25.737	23.676
Inversiones inmobiliarias	11	31	34
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	525	537
Activos financieros no corrientes	15	2.466	1.650
Activos por impuesto diferido	25	1.463	1.020
Otros activos no corrientes		276	298
ACTIVO NO CORRIENTE		34.577	31.541
Activos no corrientes mantenidos para la venta	14	1.251	80
Existencias	16	3.584	4.675
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		6.632	8.017
a. Clientes por ventas y prestaciones de servicios	15	4.209	5.767
b. Otros deudores	15	2.180	1.993
c. Activos por impuesto corriente		243	257
Otros activos financieros corrientes	15	494	266
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	15	2.891	2.585
ACTIVO CORRIENTE		14.852	15.623
TOTAL ACTIVO		49.429	47.164

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

REPSOL YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF			
BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y A 31 DE DICIEMBRE DE 2007			
		Millones de euros	
	Nota	31/12/08	31/12/07
PASIVO Y PATRIMONIO NETO			
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(241)	4
Resultados de ejercicios anteriores		11.427	9.459
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.711	3.188
Dividendo a cuenta		(634)	(610)
FONDOS PROPIOS	17	21.159	19.937
Activos financieros disponibles para la venta		(7)	47
Operaciones de cobertura		(150)	(50)
Diferencias de conversión		(902)	(1.423)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	17	(1.059)	(1.426)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	17	20.100	18.511
INTERESES MINORITARIOS	17	1.170	651
TOTAL PATRIMONIO NETO		21.270	19.162
Subvenciones	22	108	109
Provisiones no corrientes	20-21	2.710	2.565
Pasivos financieros no corrientes:	19	10.315	10.065
a. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		10.001	9.883
b. Otros pasivos financieros		314	182
Pasivos por impuesto diferido	25	2.554	2.473
Otros pasivos no corrientes	22-23	1.451	1.435
PASIVO NO CORRIENTE		17.138	16.647
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	14	601	-
Provisiones corrientes	20-21	437	286
Pasivos financieros corrientes:	19	1.788	1.501
a. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		1.742	1.483
b. Otros pasivos financieros		46	18
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.195	9.568
a. Proveedores	24	2.878	4.491
b. Otros acreedores	24	5.027	4.347
c. Pasivos por impuesto corriente		290	730
PASIVO CORRIENTE		11.021	11.355
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		49.429	47.164

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

REPSOL YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS
 CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

Millones de euros

	Nota	31/12/08	31/12/07
Ventas		57.740	52.098
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.892	1.767
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(274)	387
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		183	844
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		18	13
Otros ingresos de explotación		1.416	814
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	27	60.975	55.923
Aprovisionamientos		(40.861)	(36.294)
Gastos de personal		(2.016)	(1.855)
Otros gastos de explotación		(9.789)	(8.580)
Amortización del inmovilizado		(3.091)	(3.141)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(135)	(245)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	27	(55.892)	(50.115)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	27	5.083	5.808
Ingresos Financieros		294	216
Gastos financieros		(859)	(774)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(19)	68
Diferencias de cambio		212	266
RESULTADO FINANCIERO	28	(372)	(224)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS		4.711	5.584
Impuesto sobre Beneficios	25	(1.940)	(2.338)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	13	66	109
Resultado procedente de operaciones continuadas		2.837	3.355
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		2.837	3.355
Resultado atribuido a intereses minoritarios	17	(126)	(167)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		2.711	3.188
BENEFICIO POR ACCIÓN (1)			Euros
Básico		2,23	2,61
Diluido		2,23	2,61

(1) El beneficio por acción se ha calculado teniendo en cuenta un número medio de acciones en circulación considerando las acciones en propiedad de la compañía (ver nota 17.1 y 17.4).

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.

REPSOL YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF
ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADOS
 CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE 2008 Y 2007

Millones de euros

	31/12/08	31/12/07
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	2.837	3.355
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(75)	17
Por coberturas de flujos de efectivo	(147)	(23)
Diferencias de conversión	433	(1.302)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	–	–
Efectivo impositivo	204	209
TOTAL	415	(1.099)
TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(27)
Por coberturas de flujos de efectivo	9	29
Diferencias de conversión	8	–
Entidades valoradas por el método de la participación		
Efectivo impositivo	(4)	(4)
TOTAL	12	(2)
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	3.264	2.254
a. Atribuidos a la entidad dominante	3.078	2.131
b. Atribuidos a intereses minoritarios	186	123

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

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

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Y 2007

	Notas	31/12/08	31/12/07
Resultado antes de impuestos y participadas		4.711	5.584
Ajustes de resultado		3.449	2.989
Amortización del inmovilizado		3.091	3.141
Otros ajustes del resultado (netos)		358	(152)
Cambios en el capital corriente		1.187	(582)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(2.648)	(2.279)
Cobros de dividendos		110	179
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(2.399)	(2.157)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(359)	(301)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		6.699	5.712
Pagos por inversiones:	8-11 y 30	(5.586)	(5.373)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(99)	(492)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.914)	(4.573)
Otros activos financieros		(573)	(308)
Cobros por desinversiones:	31	1.045	1.279
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		920	522
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		102	548
Otros activos financieros		23	209
Otros flujos de efectivo		(174)	12
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(4.715)	(4.082)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	17	(245)	4
Adquisición		(262)	(110)
Enajenación		17	114
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	19	447	26
Emisión		3.343	4.236
Devolución y amortización		(2.896)	(4.210)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	17	(1.608)	(949)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		(314)	(459)
Pagos de intereses		(623)	(635)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		309	176
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(1.720)	(1.378)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		42	(224)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		306	28
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	15	2.585	2.557
Efectivo y equivalentes al final del periodo	15	2.891	2.585
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/08	31/12/07
(+) Caja y bancos		1.589	684
(+) Otros activos financieros		1.302	1.901
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		2.891	2.585

Las notas 1 a 41 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo

Índice

1. Bases de presentación	18
2. Marco regulatorio	19
3. Principios de consolidación	25
4. Políticas contables	27
4.1 Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes	27
4.2 Compensación de saldos y transacciones	27
4.3 Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	27
4.4 Fondo de comercio	27
4.5 Otro inmovilizado intangible	28
4.6 Inmovilizado material	29
4.7 Inversiones inmobiliarias	32
4.8 Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados	32
4.9 Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio	32
4.10 Activos financieros corrientes y no corrientes	33
4.11 Existencias	34
4.12 Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	34
4.13 Beneficio por acción	34
4.14 Pasivos financieros	34
4.15 Provisiones	35
4.16 Pensiones y obligaciones similares	35
4.17 Subvenciones	36
4.18 Ingresos diferidos	36
4.19 Arrendamientos	36
4.20 Impuesto sobre beneficios	37
4.21 Reconocimiento de ingresos y gastos	37
4.22 Operaciones con derivados financieros	38
4.23 Metodología para la estimación del valor recuperable	40
4.24 Nuevos estándares emitidos	40
5. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	42
5.1 Riesgo de Mercado	42
5.2 Riesgo de Liquidez	43
5.3 Riesgo de Crédito	44
6. Gestión del capital	45
7. Estimaciones y juicios contables	46
8. Fondo de comercio	47
9. Otro inmovilizado intangible	50
10. Inmovilizado material	52

11. Inversiones inmobiliarias	53
12. Pérdida de valor de los activos	54
13. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	55
14. Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados	56
15. Activos financieros corrientes y no corrientes	57
16. Existencias	61
17. Patrimonio neto	62
18. Dividendos	66
19. Pasivos financieros	67
20. Provisiones corrientes y no corrientes	70
21. Provisión para pensiones y obligaciones similares	71
22. Subvenciones y otros pasivos no corrientes	72
23. Deudas por arrendamiento financiero	72
24. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	73
25. Situación fiscal	73
26. Negocios conjuntos	77
27. Ingresos y gastos de explotación	78
28. Ingresos y gastos financieros	79
29. Información por segmentos	79
30. Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación	82
31. Desinversiones	84
32. Incentivos a medio y largo plazo	86
33. Información sobre operaciones con partes vinculadas	86
34. Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo	88
35. Plantilla	92
36. Contratos de arrendamiento operativo	92
37. Pasivos contingentes y compromisos	93
38. Operaciones con derivados	101
38.1 Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos	102
38.2 Coberturas de Flujo de Efectivo	105
38.3 Coberturas de Inversión Neta	109
38.4 Otras operaciones con derivados	110
39. Información sobre medio ambiente	114
40. Remuneración de los auditores	117
41. Hechos posteriores	117

1

Bases de presentación

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

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

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

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

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

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) así como con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2008. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB; sin embargo estas diferencias no tienen impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2008, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

El formato de presentación de los estados financieros adjuntos ha sido modificado respecto al 2007 en aplicación de los requisitos de presentación y desglose establecidos en la Circular 1/2008, de 30 de enero, de la Comisión Nacional del Mercado Valores española. Dichas modificaciones, si bien no son significativas, han supuesto la incorporación de nuevos epígrafes en los estados financieros y cambios en algunos desgloses de información en las notas a los estados financieros (ver principalmente notas 15, 19 y 33). Adicionalmente se ha incluido por primera vez el estado de ingresos y gastos reconocidos. La información necesaria, en su caso, relativa al ejercicio 2007 ha sido modificada y se presenta a efectos comparativos.

Estas cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2008, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 25 de Febrero de 2009, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los Administradores del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la nota 7 sobre estimaciones y juicios contables.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2007 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de mayo de 2008.

2

Marco regulatorio

España

General

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluido los consumidores.

El Real Decreto Ley 4/2006 aumentó las funciones de la Comisión Nacional de Energía, siendo necesaria la obtención de autorización administrativa previa en relación con determinadas adquisiciones o inversiones en compañías que realizan actividades reguladas o actividades, que si bien no están reguladas en sentido estricto están sujetas a control por parte de las autoridades administrativas. Sin embargo, el 28 de julio de 2008, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas declaró que la obtención de la autorización administrativa antes citada (respecto de adquisiciones realizadas por parte de Compañías comunitarias) es contraria a los artículos 43 y 56 de la CE.

El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, contiene disposiciones relativas a los mercados energéticos. Entre ellas, son importantes las definiciones de “operador principal” (aquél que tenga una de las 5 mayores cuotas del mercado o sector en cuestión) y de “operador dominante” (la empresa o grupo empresarial que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento en los mercados energéticos respectivos en que opere, a saber, sectores de generación y suministro de energía eléctrica; producción y suministro de carburantes; producción y suministro de GLP; producción y suministro de gas natural).

La definición de operador principal es importante ya que impone limitaciones en el ejercicio de derechos de voto y de nombramiento de miembros de los órganos de administración, a las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en los sectores antes referidos.

En relación con los “operadores dominantes”, la Ley, hasta la fecha, no ha establecido limitaciones en relación con la industria del petróleo. Ser definido como “operador dominante” sólo implica algunas limitaciones y ciertas responsabilidades adicionales en el sector eléctrico.

De conformidad con la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, deberían ser notificadas a la Administración para que el Consejo de Ministros, en el plazo de dos meses, autorice, deniegue o condicione el ejercicio de los derechos políticos (la llamada “golden share energética”). La Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud del artículo 56 CE, al mantener en vigor medidas como la “golden share energética” que limitan los derechos de voto correspondientes a las acciones poseídas por entidades públicas en las empresas españolas que operen en el sector energético.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española. También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. Otras actividades se encuentran liberalizadas.

La construcción y operación de refinerías, y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A fecha del presente informe anual, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25 por ciento del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45 por ciento.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

El sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, está actualizado mediante Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio. El Gobierno español, mediante Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, suspendió temporalmente para el cuarto trimestre de 2008, la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo manteniendo para dicho trimestre el precio máximo fijado para el trimestre anterior.

La comercialización al por menor de gases licuados del petróleo envasados puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas Natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55 incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas. La propia Directiva incluye la figura del suministrador de último recurso, que tendrá la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, regula la tarifa del suministro de último recurso de gas natural y determina su cálculo.

Las actividades de los diferentes sujetos que intervienen en el sistema gasista son objeto de una redefinición, estableciéndose una separación legal y funcional entre las denominadas "actividades de red (transporte, distribución, regasificación o almacenamiento), de una parte, de las actividades de producción y suministro, de otra. Adicionalmente, la nueva Ley elimina la posible competencia entre los distribuidores y los comercializadores en el sector del suministro con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de la tarifa de último recurso.

La regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución tienen el carácter de actividades reguladas. Las sociedades que desarrollen alguna o algunas de estas actividades no podrán desarrollar actividades de comercialización. El Real Decreto 949/2001 estableció los principios y criterios para la retribución de las actividades reguladas.

La actividad de comercialización se desarrolla en régimen de libre competencia. Las sociedades que desarrollen actividades de comercialización de gas natural no podrán tener otro objeto en el sector del gas ni desarrollar actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte o distribución.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores, cualquiera que sea su nivel de consumo tienen la consideración de consumidores cualificados y pueden escoger entre suministrarse de gas natural por los distribuidores en el mercado regulado o suministrarse por los comercializadores en el mercado liberalizado.

Requiere autorización administrativa previa, la construcción, explotación, modificación, y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte.

El gestor técnico del sistema es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario y garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. ENAGAS S.A. es el gestor técnico del sistema. De conformidad con la Ley 62/2003 ninguna sociedad puede poseer, directa o indirectamente, más del 5 por ciento del capital social de ENAGAS S.A.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70 por ciento del consumo doméstico. El Gobierno esta autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

Existencias mínimas de seguridad

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

El órgano competente de la Administración designado para la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación es la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES),

Argentina

Exploración y Producción

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

En 1992 la Ley N° 24.145 (en adelante "Ley de Privatización de YPF") reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

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

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

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

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

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2014/2008, se creó el programa “Petróleo Plus” destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales.

Gas Natural

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

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

La exportación de gas natural requiere la previa aprobación de la Secretaría de Energía.

Refino

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino, como al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía.

Regulación del Mercado

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

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el “Programa”) aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las “Restricciones”).

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles reestableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

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

utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

El 14 de junio de 2007 la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el período 2007 a 2011 (“Acuerdo 2007–2011”). YPF firmó el acuerdo.

En octubre de 2008 la Resolución N° 1070/08 de la Secretaría de Energía ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de gas natural” cuyo plazo de vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2009. YPF firmó el Acuerdo cuyo objetivo es: (i) la reestructuración de precios de gas natural en boca de pozo; (ii) la segmentación de la demanda residencial y (iii) el establecimiento del aporte del sector de productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley 26.020 con el fin de promover a que el precio de las bombonas de GLP para uso domiciliario de diez, doce y quince kilogramos se oferten a un precio diferencial menor para aquellos consumidores residenciales de GLP de bajos recursos.

Mediante Resolución Nro. SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado “Gas Plus”. El gas natural producido bajo este programa Gas Plus no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007–2011 y cuyo valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007–2011.

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP.

Venezuela

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

Bolivia

Con fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A.

Como consecuencia de lo anterior, Empresa Petrolera Andina, S.A. suscribió con YPFB un Contrato de Compraventa de Acciones, así como el correspondiente Acuerdo de Accionistas, en virtud del cual se efectuó la transferencia a favor de YPFB del 1,08% del Capital Social de Empresa Petrolera Andina, S.A., sociedad que ha cambiado su denominación social a YPFB Andina, S.A.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos No. 3.058 del 19 de mayo de 2005 y del Decreto de Nacionalización, en fecha 28 de octubre de 2006, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. y su filial Empresa Petrolera Andina, S.A., ahora YPFB Andina S.A., firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

En relación a estos contratos, en fecha 9 de abril de 2008, mediante Decreto Supremo 29.504, se establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento, aprobación y publicación por parte de YPFB de los Costos Recuperables en el marco de los Contratos de Operación suscritos entre las empresas petroleras y YPFB. Este Decreto se efectuó en virtud de lo establecido en la Ley No. 3.740 de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos.

Por otra parte, mediante el Decreto Supremo 29.528 del 23 de abril de 2008, se efectúan modificaciones al Decreto Supremo 28.222 del 27 de junio de 2005, que es el que aprueba el Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al Tesoro General de la Nación por la producción de hidrocarburos, y al Decreto Supremo 28.223 del 27 de junio de 2005, que es el que aprueba el Reglamento para la Liquidación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, ambos reglamentos fueron modificados con la finalidad de adecuarlos a los Contratos de Operación suscritos entre las empresas petroleras y YPFB.

A la fecha de elaboración de estas cuentas anuales se mantienen algunos temas pendientes de resolución relacionados con los Contratos de Operación así como el cumplimiento de obligaciones anteriores a los mismos que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes destacan el proceso de liquidación y conciliación de cuentas con YPFB así como la formalización del medio de pago del IVA de la Retribución del Titular el cual, en diciembre de 2008, fue reconocido y pagado por YPFB mediante Notas de Crédito Fiscal (títulos valores negociables). En la actualidad Repsol YPF, al igual otros Titulares, se encuentra en las negociaciones con YPFB respecto a los Acuerdos de Entrega, y Procedimientos de Pago, que se encuentran en un borrador final y, que complementarán el marco contractual del Contrato de Operación en lo que concierne al pago de la Retribución del Titular y las entregas de hidrocarburos a YPFB.

Periodo Transitorio

El periodo transitorio, hasta que YPFB suscriba nuevos contratos de transporte y comercialización, iniciado en fecha 13 de mayo de 2007 fue ampliado en diversas oportunidades y finalmente el Decreto Supremo 29.709 amplía dicho período hasta el 30 de noviembre de 2008, estableciendo además que en caso de que hasta la fecha antes mencionada no se suscribieran con YPFB los contratos de transporte y comercialización de gas natural e hidrocarburos líquidos, a partir del 1 de diciembre de 2008, YPFB aplicará las condiciones pactadas en los contratos ya suscritos con empresas similares. Cabe mencionar que YPFB ha suscrito los contratos de transporte de Gas Natural y de hidrocarburos líquidos con la empresa transportadora Transredes S.A., ante lo cual Repsol YPF E&P Bolivia S.A. suscribió con Transredes S.A., actualmente denominada YPFB Transporte S.A., el Contrato de Terminación de los Contratos de transporte de gas natural correspondientes. A la fecha se están negociando con la mencionada empresa transportadora los Contratos de Terminación de los Contratos de Transporte de Hidrocarburos Líquidos.

Ecuador

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley No. 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de todos los contratos de participación en la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados “excedentes de precio del petróleo crudo”, es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo N° 662, del 4 de octubre de 2007, que modifica el Decreto Ejecutivo 1.672, incrementa la citada participación del Estado sobre los mencionados excedentes del precio del petróleo crudo hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16 (Repsol YPF Ecuador S.A., Murphy Ecuador Oil Co., CRS Resources (Ecuador) LDC, y Overseas Petroleum and Investment Corporation), disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación. El importe total pagado por el consorcio contratista bajo protesta, hasta el mes de marzo de 2008, con relación a la aplicación de la Ley 2006-42, fue de 591,5 millones de dólares (425 millones de euros), importe por el que Repsol y los demás miembros del consorcio contratista reclaman compensación a Petroecuador y el Gobierno de Ecuador ante el CIADI. La participación de Repsol YPF en el consorcio del Bloque 16 es del 35%.

Los Decretos 1.402 y 1.448 del 5 de noviembre del 2008 y 3 de diciembre de 2008, respectivamente, y la ley 42 del 29 de marzo de 2006, publicada en el registro Oficial el 25 de abril del 2006, disminuyen la citada participación del Estado sobre los referidos “excedentes de precio del petróleo crudo” hasta el 70 %, pero únicamente con aplicación para aquellos Contratos de Participación con el Estado para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos –o sus modificatorias– que se firmen a partir del 1° de Agosto de 2008. Al 31 de diciembre

de 2008 Repsol YPF Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, no ha suscrito contrato de participación ni modificatoria de fecha posterior al 1 de Agosto de 2008. No obstante, el 6 de noviembre de 2008 Repsol y la mayoría de socios del Bloque 16 han firmado con el Gobierno ecuatoriano y Petroecuador un acta para la modificación del mencionado Contrato de Participación. Petroecuador ha reclamado ejecutoriamente al consorcio contratista el importe de la participación sobre ganancias extraordinarias todavía no pagadas, habiendo solicitado Repsol al CIADI como medida preventiva en el arbitraje antes citado la paralización de tales actuaciones.

Otros países

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

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

3

Principios de consolidación

3-1

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

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

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

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

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

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

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

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

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

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

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 4.3 de la nota 4), se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio medio acumulado del período en el que se produjeron.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado “Ajustes por cambios de valor” que se denomina “Diferencias de conversión”.

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

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2008 y 2007 han sido:

	31 de diciembre de 2008		31 de diciembre de 2007	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar	1,392	1,471	1,472	1,370
Peso argentino	4,778	4,615	4,606	4,244
Real brasileño	3,252	2,675	2,608	2,664

3.2 Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2008 y 2007.

4

Políticas contables

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

4.1 Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

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

4.2 Compensación de saldos y transacciones

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

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

4.3 Compensación de saldos y transacciones

Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

Moneda funcional

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

Moneda extranjera

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

4.4 Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición (ver nota 8).

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

Los fondos de comercio no se amortizan y, de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3, se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas de valor acumuladas (ver nota 4.9).

4.5

Otro inmovilizado intangible

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

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

a. Marcas u otro inmovilizado intangible de naturaleza similar

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

b. Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra los gastos de investigación en los que incurre como gastos del ejercicio. Los gastos de desarrollo se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia.

c. Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Dentro de este epígrafe se incluyen:

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

d. Costes de abanderamiento e Imagen

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

e. Contratos de suministro en exclusiva

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

f. Derechos de emisión

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

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

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta que son entregados, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver nota 4.9). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

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

En el ejercicio 2008 el gasto neto en la cuenta de resultados del Grupo por las operaciones relacionadas con los derechos de emisión ascendió a 16 millones de euros mientras que en el ejercicio 2007 fue inferior a un millón de euros.

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

g. Otros activos intangibles

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

4.6

Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo de coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a. Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del coste del activo correspondiente en el período en el que se producen.

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

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

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

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

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 4.6.c), así como el coste de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 4.19.a).

b. Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver nota 4.6.c), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución del coste de adquisición de los activos minorado por el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos, según el siguiente detalle:

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

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

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

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

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

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

probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.

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

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

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

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

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

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

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver nota 4.9) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” u “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver notas 4.9, 10, 12 y 27).

d. Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

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

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

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 4.6.a a 4.6.c.

4.7

Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo y no están destinados para uso propio. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver nota 4.6.a–b).

4.8

Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recupera a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

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

En el pasivo del balance, en el epígrafe “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores.

4.9

Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

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

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

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

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados.

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

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en ejercicios posteriores.

4.10

Activos financieros corrientes y no corrientes

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

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a. Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

a.1. Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

a.2. Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.

b. Activos financieros disponibles para la venta

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

c. Préstamos y partidas a cobrar

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

d. Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

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

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver nota 4.22). En el caso de un activo financiero que no se contabilice al valor razonable con cambios en resultados se incluirán adicionalmente los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo.

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

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los “activos financieros disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados netos del período.

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

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

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida siempre que no de lugar a un importe en libros del activo financiero que exceda al que figuraba previamente al registro de dicha pérdida. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

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

4.11

Existencias

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

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

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

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

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario rebajar el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de "commodities" adquiridas para "trading" se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas existencias no representan un volumen significativo de las operaciones del Grupo (ver nota 16).

4.12

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

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

4.13

Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones en patrimonio propias. (Ver notas 17.1 y 17.4).

4.14

Pasivos financieros

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

Las acciones preferentes, cuyas condiciones se detallan en la nota 19, corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura.

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

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

4.15

Provisiones

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

a. Provisiones.

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

b. Pasivos contingentes.

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

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

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

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

4.16

Pensiones y obligaciones similares**a. Planes de aportación definida**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c. Planes de prestación definida

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

- I. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo “Gastos de Personal”.
- II. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.
- III. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.

4.17

Subvenciones

a. Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos, que se valoran por el importe concedido o valor nominal o por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

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

b. Subvenciones de explotación

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

4.18

Ingresos diferidos

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

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito. (Ver nota 4.5.f)

4.19

Arrendamientos

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a. Arrendamientos financieros

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

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades –no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios– a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea más corto, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

Los gastos financieros derivados de la actualización financiera del pasivo registrado se cargan en la línea “Resultado financiero” de la cuenta de resultados consolidada.

b. Arrendamientos operativos

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

Los ingresos o gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en la línea “Otros ingresos de explotación” u “Otros gastos de explotación” de la cuenta de resultados según se incurran.

4.20

Impuesto sobre beneficios

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas.

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

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

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

4.21

Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

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

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en todos los países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y otros de naturaleza análoga en relación con la producción y/o venta de hidrocarburos. Este hecho ha supuesto en las cuentas de resultados consolidadas de los ejercicios anuales 2008 y 2007 un mayor gasto por importe de 6.881 y 6.969 millones de euros respectivamente, registrado en el epígrafe "Aprovisionamientos", y un mayor ingreso de similar importe registrado en el epígrafe "Ventas" de la cuenta de resultados adjunta.

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

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

4.22

Operaciones con derivados financieros

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

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado al resto de instrumentos:

- Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés
- Permutas financieras de tipo de interés
- Contratos a plazo de tipo de cambio
- Permutas sobre el precio de crudo y productos
- Opciones sobre tipo de interés

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 38.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

a. Cobertura de valor razonable

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

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

b. Cobertura de flujos de caja

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

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

c. Cobertura de inversión neta

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

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

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

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

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

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

4.23

Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es en general el valor de uso, calculado a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, la inflación, los costes de personal y las inversiones.

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

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en la comunidad financiera.

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

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando un coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Las tasas utilizadas en los ejercicios 2008 y 2007 para los distintos negocios se ha situado en los siguientes rangos:

	2008	2007
E&P	7,8% –19,3%	7,5% –14,2%
R&M	5,8% –16,6%	5,1% –14,9%

4.24

Nuevos estándares emitidos

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las siguientes son las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, que habían sido publicadas por el IASB pero no habían entrado aún en vigor, bien porque su fecha de efectividad es posterior a la fecha de estas cuentas anuales consolidadas, o bien porque no han sido aún adoptadas por la Unión Europea:

Norma	Descripción	Aplicación Obligatoria Ejercicios Anuales Iniciados a partir de
Normas y modificaciones de normas		
NIIIF 8	Segmentos operativos	1 enero de 2009
Revisión de NIC 23	Costes por intereses	1 enero de 2009
Revisión de NIC 1	Presentación de Estados Financieros	1 enero de 2009
Revisión de NIIIF 3 (1)	Combinaciones de negocios	1 julio de 2009
Modificación de NIC 27 (1)	Estados financieros consolidados y separados	1 julio de 2009
Modificación de NIIIF 2	Condiciones para la irrevocabilidad (o consolidación) de la concesión y cancelaciones	1 enero de 2009
Modificación de NIC 32 y NIC 1	Instrumentos financieros con opción de venta a valor razonable y obligaciones que surgen en la liquidación	1 enero de 2009
Modificación de NIIIF 1 y NIC 27	El coste de la inversión en una dependiente, entidad controlada de forma conjunta o asociada	1 enero de 2009
Modificación de NIC 39 (1)	Elementos susceptibles de ser cubiertos	1 julio de 2009
Mejoras a las NIIIF	Mejoras a las NIIIF	1 enero de 2009 (2)
Revisión de NIIIF 1 (1)	Adopción por primera vez de las NIIIF	1 julio de 2009
Interpretaciones		
CINIIIF 12 (3)	Acuerdos para la concesión de servicios	1 enero de 2008
CINIIIF 13	Programas de fidelización de clientes	1 julio de 2008
CINIIIF 15 (1)	Acuerdos para la venta de bienes inmuebles	1 enero de 2009
CINIIIF 16 (1)	Coberturas de inversión neta de una operación en el extranjero	1 octubre de 2008
CINIIIF 17 (1)	Distribución de activos no monetarios a los accionistas	1 julio de 2009
CINIIIF 18 (1)	Transferencia de activos por parte de los clientes	1 julio de 2009 (4)

(1) Normas e Interpretaciones no adoptadas por la Unión Europea a la fecha de formulación de estas cuentas anuales.

(2) La modificación a la NIIIF 5 aplica prospectivamente para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2009.

(3) A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales esta interpretación ha entrado en vigor, si bien no ha sido adoptada por la Unión Europea. El Grupo estima que la futura aplicación de esta interpretación no tendrá un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

(4) Esta interpretación aplica a las transferencias de activos recibidas a partir del 1 de julio de 2009.

Para aquellas Normas e Interpretaciones adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado en vigor a la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales consolidadas el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente. Se está evaluando el impacto que dichas Normas tendrán en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo.

En el presente ejercicio, el Grupo ha adoptado la modificación a la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y valoración” y la modificación a la NIIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar”. Estas modificaciones han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea en el ejercicio 2008 y son efectivas desde el 1 de julio de 2008. La adopción de estas modificaciones de Normas, no ha tenido impacto en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo.

Por otra parte, dos Interpretaciones son también efectivas por primera vez en este ejercicio: CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con acciones propias y del Grupo” y CINIIF 14 “NIC 19 – Medición de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción”. La adopción de estas Interpretaciones no ha tenido impacto en los Estados Financieros consolidados del Grupo.

5

Información y gestión de riesgos financieros y definición de coberturas

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

La Dirección General Económico Financiera es responsable de la gestión del riesgo de liquidez, así como del control, coordinación y seguimiento del riesgo de mercado y de crédito de todo el grupo. Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

- 5.1 Riesgo de Mercado
- 5.2 Riesgo de Liquidez
- 5.3 Riesgo de Crédito

5.1

Riesgo de Mercado

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

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

En la Nota 38 se describen los instrumentos financieros de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2008 y 2007.

Medición

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

Cuantificación del Riesgo de Mercado y Análisis de Sensibilidad

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, la financiación recibida neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar (ver notas 15 y 19) e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras, a tipo fijo eran 4.902 y 5.487 millones de euros, respectivamente. Estos importes corresponden al 69% y 76%, respectivamente, del total.

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, la financiación neta de activos financieros, excluyendo las cuentas a cobrar e incluyendo el efecto de los derivados sobre operaciones financieras en dólares, fue de 4.972 y 4.800 millones de euros respectivamente. Estos importes corresponden al 70% y 67%, respectivamente, del total. Los importes en otras divisas distintas del euro y del dólar fueron de 292 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y de 172 millones de euros a 31 de diciembre de 2007. En ambos casos, el importe corresponde, aproximadamente, a un 4% y un 2% del total en 2008 y 2007, respectivamente.

A continuación se describen la sensibilidad del resultado y del patrimonio por su efecto en los epígrafes que constituyen los “ajustes por cambios de valor” frente a las variaciones de los principales riesgos de mercado provocada por los instrumentos financieros, de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*. Las estimaciones indicadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables: los incrementos y decrementos de los factores de riesgo en la misma cuantía provocan un impacto similar y de signo opuesto. El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico.

a. Riesgo de divisa:

Repsol YPF obtiene financiación predominantemente en dólares, bien directamente o a través de instrumentos derivados de tipo de cambio. Igualmente, mantiene cuentas a pagar y a cobrar en divisas como consecuencia de sus operaciones comerciales. Una apreciación del euro frente al dólar de un 5%, supondría, por su efecto en los instrumentos financieros descritos, una disminución aproximada del resultado neto de 2 millones de euros en 2008 y un incremento de 57 millones de euros en 2007, respectivamente, así como un incremento aproximado de los “Ajustes por cambios de valor” de 299 millones de euros en 2008 y 67 millones de euros en 2007, respectivamente. Las exposiciones al riesgo de otras divisas no son relevantes para el grupo.

b. Riesgo de precio de commodities:

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, un aumento del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos supondría, por el efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, una disminución aproximada en el resultado neto de 27 y 24 millones de euros, respectivamente.

c. Riesgo de tipo de interés:

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, un aumento de 0,5 puntos porcentuales en los tipos de interés de todos los plazos de los instrumentos financieros supondría una reducción del resultado neto por importe aproximado de 4 millones de euros en 2008 y un incremento de 22 millones de euros en 2007, así como un incremento de los “Ajustes por cambio de valor” por importe aproximado de 25 y 12 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente.

5.2

Riesgo de Liquidez

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

Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.916 y 4.132 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

31 de diciembre de 2008	Fecha Vencimiento						Total
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	
Proveedores	2.878	–	–	–	–	–	2.878
Otros acreedores	5.027	–	–	–	–	–	5.027
Préstamos y otras deudas financieras (1)	1.913	2.405	502	1.111	1.246	2.434	9.611
Acciones preferentes (1) (2)	132	129	3.114	39	39	521	3.974
Derivados (1)	(27)	(93)	(29)	(1)	3	(88)	(235)

31 de diciembre de 2007	Fecha Vencimiento						Total
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	
Proveedores	4.491	–	–	–	–	–	4.491
Otros acreedores	4.347	–	–	–	–	–	4.347
Préstamos y otras deudas financieras (1)	1.714	782	2.224	407	1.113	3.785	10.025
Acciones preferentes (1) (2)	180	180	180	3.156	37	492	4.225
Derivados (1)	58	20	23	19	18	178	316

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

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes".

(2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor (ver detalles en la Nota 19). Sin embargo, la emisión de acciones preferentes en dólares (por un nominal de 725 millones de dólares) son cancelables desde el año 2002; las cifras indicadas en las tablas suponen que se cancelan con posterioridad a 2013, de forma que en el periodo "Siguientes" se incluye únicamente su nominal. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

5.3

Riesgo de Crédito

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

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

Exposición máxima

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 5.758 y 7.103 millones de euros, respectivamente a 31 de diciembre de 2008 y 2007. Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los criterios:

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

En la nota 15 sobre activos financieros se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2008 y 2007. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

Exposición máxima	Millones de euros	
	2008	2007
Deudas comerciales	6.088	7.453
Derivados	403	757
Efectivo y Equivalente al efectivo	2.891	2.585

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

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar.

Política de garantías

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

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.460 millones de euros. A 31 de diciembre de 2007, esta cifra se situó en 1.949 millones de euros. De este importe, las deudas comerciales a 31 de diciembre de 2008 y 2007 están cubiertas con garantías por un importe de 701 y 792 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2008, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 10 millones de euros. En 2007 esta cifra se situó en 19 millones de euros.

Activos financieros en mora no deteriorados

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

Vencimientos	Millones de euros	
	2008	2007
Deuda no vencida	5.112	5.934
Deuda vencida 0–30 días	408	538
Deuda vencida 31–180 días	200	454
Deuda vencida mayor a 180 días (1)	38	177
TOTAL	5.758	7.103

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

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 15.

6

Gestión del capital

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

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

$$\frac{\text{Financiación Neta}}{\text{Financiación Neta + Patrimonio Neto}}$$

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

- La financiación neta incluye la deuda financiera neta y las acciones preferentes.
- Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. Por ello,

este ratio refleja con mayor fidelidad la solvencia del grupo, utilizando el concepto de deuda neta, y no de deuda bruta, y por lo tanto, se deducen de ésta las inversiones financieras.

- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración dentro del concepto financiación neta, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda.

La financiación neta incluye los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Pasivos financieros no corrientes	10.315	10.065
Menos Acciones Preferentes (ver nota 19)	(3.524)	(3.418)
Pasivos financieros corrientes	1.788	1.501
Activos financieros no corrientes	(2.466)	(1.650)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 15)	881	138
Otros activos financieros corrientes	(494)	(266)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.891)	(2.585)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 38)	(275)	(292)
Deuda financiera neta	3.334	3.493
Acciones Preferentes (nota 19)	3.524	3.418
Financiación neta (*)	6.858	6.911

(*) Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2008 y 2007, se recogen 721 y 632 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 31 y 61 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La evolución y el análisis de este ratio se realiza de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro del mismo como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del grupo Repsol YPF. A 31 de diciembre de 2008 y 2007, este ratio se ha situado en el 24,4% y el 26,5%, respectivamente.

7

Estimaciones y juicios contables

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

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos y (iv) test de recuperación de activos (ver nota 4.9) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 4.22)

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 10 y 12).

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

Provisiones por litigios y otras contingencias

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

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

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

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

8

Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
YPF, s.A.	1.730	1.927
Gas Natural SDG, s.A.	321	321
Refap, s.A.	–	254
Repsol Portuguesa, s.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, s.A.	118	118
Empresas Lipigas, s.A.	66	80
EESS de Repsol Comercial P.P.	96	93
Buenergía Gas & Power, Ltd.	38	36
Grupo Dersa	29	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Nettis	24	24
Grupo Generación México	27	26
Otras compañías	220	218
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	2.851	3.308

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO	3.308	3.422
Adquisiciones	-	41
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	-
Desinversiones	(292)	(1)
Diferencias de conversión	73	(229)
Saneamientos	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(236)	75
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	2.851	3.308

La desinversión registrada en el ejercicio 2008 corresponde al fondo de comercio dado de baja como consecuencia de la venta del 15% de la participación en YPF (ver nota 31).

Adicionalmente en el ejercicio 2008 se ha producido una reducción en este epígrafe como consecuencia de la clasificación en este ejercicio de la participación del grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A. como activo no corriente mantenido para la venta (ver nota 14).

Las principales adquisiciones de 2007 fueron el Grupo Generación México (ver nota 30), por la que se adquirió un fondo de comercio que asciende a 26 millones de euros, y la de participaciones adicionales en sociedades del Grupo Gas Natural (principalmente Gas Natural Argentina SDG, S.A., Invergas, S.A. Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A.) por las que se ha generado un fondo de comercio de 11 millones de euros.

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Fondo de comercio bruto	2.863	3.320
Pérdidas de valor acumuladas	(12)	(12)
Fondo de comercio neto	2.851	3.308

Durante los años 2008 y 2007 no se registraron saneamientos en el fondo de comercio.

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Upstream	86	81
Downstream	550	816
YPF	1.730	1.927
Upstream	1.181	1.316
Downstream	549	611
Gas Natural	485	484
TOTAL	2.851	3.308

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente posibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo superen los importes recuperables a 31 de diciembre de 2008 y 2007.

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

9 Otro inmovilizado intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2008 y 2007 son los siguientes:

COSTE							Millones de euros
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Derechos emisión	Abanderamiento	Suministro en exclusiva	Otro inmovilizado	TOTAL	
Saldo a 1 de enero de 2007	690	260	216	165	921	2.252	
Inversiones (1)	9	2	10	18	106	145	
Retiros o bajas	(15)	(5)	(13)	(2)	(18)	(53)	
Diferencias de conversión	(28)	–	(5)	–	(16)	(49)	
Variación del perímetro de consolidación	(27)	–	–	–	(12)	(39)	
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	42	(190)	23	(16)	(53)	(194)	
Saldo a 31 de diciembre de 2007	671	67	231	165	928	2.062	
Inversiones (1)	3	44	7	18	98	170	
Retiros o bajas	(12)	(18)	(18)	(1)	(28)	(77)	
Diferencias de conversión	14	–	2	–	(22)	(6)	
Variación del perímetro de consolidación	–	–	(11)	–	(12)	(23)	
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	–	222	–	(4)	24	241	
Saldo a 31 de diciembre de 2008	676	315	210	178	988	2.367	
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS							
Saldo a 1 de enero de 2007	(254)	(181)	(165)	(134)	(363)	(1.096)	
Amortizaciones	(31)	–	(16)	(7)	(65)	(119)	
Retiros o bajas	9	3	12	2	6	32	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(10)	(67)	–	–	–	(77)	
Diferencias de conversión	12	–	3	–	8	23	
Variación del perímetro de consolidación	8	–	–	–	9	17	
Reclasificaciones y otros movimientos	29	181	(4)	6	(35)	177	
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(237)	(64)	(170)	(133)	(440)	(1.043)	
Amortizaciones	(27)	–	(15)	(6)	(69)	(117)	
Retiros o bajas	8	–	16	1	28	53	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	–	(86)	–	–	–	(86)	
Diferencias de conversión	(6)	–	(1)	–	3	(4)	
Variación del perímetro de consolidación	–	–	7	–	11	18	
Reclasificaciones y otros movimientos	9	64	1	–	(34)	40	
Saldo a 31 de diciembre de 2008	(253)	(86)	(162)	(138)	(501)	(1.139)	
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2007	434	3	61	32	488	1.018	
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2008	423	229	48	40	487	1.228	

(1) Las inversiones en 2008 y 2007 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 170 y 145 millones de euros, respectivamente.

(2) En el ejercicio 2008, la columna "Derechos de Emisión" incluye 278 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2008 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2007 por importe de 67 millones de euros. En el ejercicio 2007, la columna "Derechos de Emisión" incluye 67 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2007 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2006 por importe de 257 millones de euros.

Repsol YPF no posee activos intangibles con vida útil indefinida a 31 de diciembre de 2008 y 2007.

Durante los ejercicios 2008 y 2007 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 12,2 y 11,6 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 278 y 67 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2009 por 12,3 millones de toneladas de CO₂.

En los ejercicios 2008 y 2007 se ha producido una depreciación del valor de los derechos de emisión, lo que ha dado lugar a la dotación de una provisión por depreciación de 86 y 67 millones de euros, respectivamente, que se ha visto compensada, en un importe equivalente, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El gasto neto en la cuenta de resultados en los ejercicios 2008 y 2007 por la emisión de CO₂ ha ascendido aproximadamente a 16 millones de euros en 2008, mientras que en 2007 fue inferior a 1 millón de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2008 y 2007 a 83 y 77 millones de euros, respectivamente.

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva y las concesiones administrativas son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 4.5 de la nota 4.

10 Inmovilizado Material

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2008 y 2007 es la siguiente:

COSTE									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	
Saldo a 1 de enero de 2007	2.259	18.057	26.343	959	1.339	1.606	1.542	52.105	
Inversiones (1)	173	364	2.008	422	13	58	1.390	4.428	
Retiros o bajas (3)	(211)	(155)	(28)	(53)	(6)	(31)	(2)	(486)	
Diferencias de conversión	(61)	(432)	(2.928)	(56)	(66)	(62)	(69)	(3.674)	
Variación del perímetro de consolidación	(59)	299	1	1	(1)	(3)	-	238	
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	8	566	1.735	45	105	(57)	(866)	1.536	
Saldo a 31 de diciembre de 2007	2.109	18.699	27.131	1.318	1.384	1.511	1.995	54.147	
Inversiones (1)	18	297	1.757	565	7	105	1.995	4.744	
Retiros o bajas	(12)	(120)	(4)	(88)	(5)	(18)	(10)	(257)	
Diferencias de conversión	25	171	1.583	68	31	18	52	1.948	
Variación del perímetro de consolidación	(38)	(43)	(290)	(8)	(2)	(18)	(8)	(407)	
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	38	8	(565)	(7)	24	61	(669)	(1.110)	
Saldo a 31 de diciembre de 2008	2.140	19.012	29.612	1.848	1.439	1.659	3.355	59.065	
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 de enero de 2007	(678)	(10.692)	(15.170)	(589)	(549)	(938)	(14)	(28.630)	
Amortizaciones	(57)	(876)	(1.685)	(280)	(46)	(79)	-	(3.023)	
Retiros o bajas	8	136	13	50	5	13	-	225	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (4)	12	16	(10)	(1)	-	(10)	-	7	
Diferencias de conversión	24	270	1.753	32	47	29	-	2.155	
Variación del perímetro de consolidación	18	19	-	-	-	2	-	39	
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(4)	140	(1.271)	(7)	1	(117)	14	(1.244)	
Saldo a 31 de diciembre de 2007	(677)	(10.987)	(16.370)	(795)	(542)	(1.100)	-	(30.471)	
Amortizaciones	(48)	(892)	(1.644)	(266)	(51)	(73)	-	(2.974)	
Retiros o bajas	5	107	2	56	4	11	-	185	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (4)	3	(5)	51	-	-	-	-	49	
Diferencias de conversión	(10)	(120)	(965)	(30)	(23)	(8)	-	(1.156)	
Variación del perímetro de consolidación	21	53	150	8	1	23	-	256	
Reclasificaciones y otros movimientos	7	158	626	(3)	(8)	3	-	783	
Saldo a 31 de diciembre de 2008	(699)	(11.686)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.144)	-	(33.328)	
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2007 (5)	1.432	7.712	10.761	523	842	411	1.995	23.676	
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2008 (5)	1.441	7.326	11.462	818	820	515	3.355	25.737	

(1) En 2008 las principales inversiones se han realizado en Argentina (1.480 millones de euros), en Estados Unidos (415 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (383 millones de euros), en Libia (230 millones de euros), en Canadá (155 millones de euros) y en España (1.779 millones de euros). En 2007 las principales inversiones se realizaron en Argentina (1.311 millones de euros), en Estados Unidos (616 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (566 millones de euros), en Canadá (194 millones de euros) y en España (1.326 millones de euros)

(2) En 2008 se incluyen (i) 612 millones de euros en coste y 136 millones de euros en amortización y pérdidas de valor acumuladas correspondientes al inmovilizado material de Alberto Pascualini Refap,S.A., sociedad que ha sido clasificada como Activo no corriente mantenido para la venta, y (ii) 99 millones de euros relacionados con la adquisición de derechos de exploración en Libia pendientes de pago. En 2007 se incluyen (i) 228 millones de euros netos correspondientes a una reclasificación desde activos disponibles para la venta y (ii) 106 millones de euros corresponden a un buque adquirido en arrendamiento financiero para el transporte de GNL.

(3) En 2007 corresponde a la venta de la parcela descrita en la nota 27.

(4) (Ver nota 12).

(5) A 31 de diciembre de 2008 y 2007 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 492 y 651 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 719 y 3.355 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 722 y 1.995 millones de euros a 31 de diciembre de 2007, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe inmovilizado material incluye elementos totalmente amortizados por importe de 10.349 y 9.734 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 4. En 2008 y 2007, el coste medio de la financiación ajena ha sido 5,69% y 6,44% y el importe activado por este concepto ha ascendido a 67 y 95 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe de Resultado financiero de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe inmovilizado material se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo Repsol YPF sobre concesiones administrativas, por un importe al 31 de diciembre de 2008 y 2007 de 135 y 117 millones de euros, respectivamente; estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2009 y 2054.

En los ejercicios 2008 y 2007 se incluyen 730 y 696 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 641 y 673 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente.

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

11

Inversiones inmobiliarias

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

Millones de euros			
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2007	38	(4)	34
Retiros o bajas	-	-	-
Dotación de amortización y otros movimientos	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2007	38	(4)	34
Retiros o bajas	(4)	-	(4)
Dotación de amortización y otros movimientos	3	(2)	1
Saldo a 31 de diciembre de 2008	37	(6)	31

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2008 y 2007 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 112 y 101 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2008 y 2007 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

12

Pérdida de valor de los activos

Repsol YPF realiza, al menos anualmente o, siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos, así como del fondo de comercio, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 4.

Durante el ejercicio 2008 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes han ascendido a 50 millones de euros, de las cuales 86 millones de euros corresponde a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 9) y cuyo efecto se ha visto compensado por un ingreso de importe equivalente procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2008.

El resto de las correcciones valorativas correspondientes al ejercicio 2008, que ascienden a una reversión neta de 36 millones de euros, corresponden fundamentalmente a la recuperación del valor de los activos de exploración y producción de Ecuador por importe de 42 millones de euros debido a la evolución favorable de los parámetros del negocio.

Durante el ejercicio 2007 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 70 millones de euros, de las cuales 67 millones de euros correspondían a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 9) y cuyo efecto se vio compensado por un ingreso de importe equivalente procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2007.

El resto de las correcciones valorativas del ejercicio 2007, que ascendieron a una dotación neta de 3 millones de euros, correspondieron fundamentalmente a:

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

13

Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Peru LNG Company LLC	232	144
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	37	56
West Siberian Resources	–	51
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	53	51
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	38	35
Transierra, S.A.	19	35
Dynasol Elastómeros, S.A. de CV	25	27
Atlantic LNG 4	26	21
Oleoductos del Valle, S.A.	14	16
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), LTD	23	22
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A. (Termap)	10	10
Enirepsa Gas Limited	2	28
Otras sociedades puestas en equivalencia	46	41
	525	537

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

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Saldo al inicio del ejercicio	537	521
Adquisiciones (1)	99	158
Desinversiones (2)	(1)	(38)
Variaciones del perímetro de consolidación	(18)	–
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (1)	66	109
Dividendos repartidos	(110)	(179)
Diferencias de conversión	22	(48)
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	(70)	14
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	525	537

(1) En 2008 y 2007 corresponde fundamentalmente a aportaciones en Perú LNG y ENIREPSA. En 2007 adicionalmente se incluía la adquisición de West Siberian Resources.

(2) En 2007 incluía básicamente la venta del 10% de CLH realizada por Repsol YPF, SA.

(3) En 2008 los resultados más significativos corresponden a ganancias en Atlantic LNG (62 millones de euros), CLH (23 millones de euros) compensados parcialmente por las pérdidas en Enirepsa (49 millones de euros). En 2007 los resultados más significativos correspondieron a Atlantic LNG (63 millones de euros) y CLH (59 millones de euros).

(4) En 2008 se ha reclasificado la participación en West Siberian a Activos financieros disponibles para la venta como consecuencia de la dilución de la participación del grupo en esta sociedad.

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión, basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Admi-

nistración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por puesta en equivalencia:

Sociedad	% Participación
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.(1)	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), S.A.	15,00%
Transportadora de Gas de Perú – TGP	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

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

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2008 y 2007 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2008	2007
Total Activos	1.627	1.730
Total Patrimonio	525	537
Ingresos	525	776
Resultado del periodo	66	109

14

Activos no corrientes mantenidos para la venta y Pasivos Vinculados

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF tiene activos mantenidos para la venta por importe de 1.251 millones de euros y pasivos vinculados con los mismos por importe de 601 millones de euros que corresponden, fundamentalmente, a los activos y pasivos por su participación en Alberto Pasqualini Refap S.A. por 1.088 y 589 millones de euros, respectivamente.

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

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2008 y 2007, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2008	2007
Fondo comercio	269	–
Inmovilizado material y otros activos intangibles	692	67
Otros activos no corrientes	15	2
Activos corrientes	275	11
	1.251	80
Pasivos no corrientes	174	–
Pasivos corrientes	427	–
	601	–
	650	80

15

Activos financieros corrientes y no corrientes

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2008	2007
Activos financieros no corrientes	2.466	1.650
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	9	4
Otros activos financieros corrientes	494	266
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	49	54
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.891	2.585
	5.909	4.559

(1) Recogidos en el epígrafe "Otros activos no corrientes".

(2) Recogidos en el epígrafe "Otros deudores".

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2008 y 2007, clasificados por clases y por vencimiento es el siguiente:

Naturaleza / categoría	31 DE DICIEMBRE DE 2008						TOTAL
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar (3)	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	
Instrumentos de Patrimonio	–	–	881	–	–	–	881
Derivados	15	–	–	–	–	131	146
Otros activos financieros	–	81	–	1.295	72	–	1.448
Largo plazo / No corriente	15	81	881	1.295	72	131	2.475
Derivados	108	–	–	–	–	149	257
Otros activos financieros (1)	–	203	–	125	2.849	–	3.177
Corto plazo / Corrientes	108	203	0	125	2.849	149	3.434
TOTAL	123	284	881	1.420	2.921	280	5.909

ACTIVOS FINANCIEROS							
31 DE DICIEMBRE DE 2007							
Millones de euros							
Naturaleza / categoría	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar (3)	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	TOTAL
Instrumentos de Patrimonio	-	-	138	-	-	-	138
Derivados	-	-	-	-	-	704	704
Otros activos financieros	-	116	-	464	232	-	812
Largo plazo / No corriente	-	116	138	464	232	704	1.654
Derivados	5	-	-	-	-	52	57
Otros activos financieros (1)	-	70	-	98	2.680	-	2.848
Corto plazo / Corrientes	5	70	-	98	2.680	52	2.905
TOTAL	5	186	138	562	2.912	756	4.559

(1) En los epígrafes "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" del balance se incluyen 6.340 y 7.707 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente, de cuentas a cobrar no incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior (estos importes incluyen los activos por valoración a mercado de derivado por operaciones comerciales descritos en la nota 2 más arriba).

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

15.1 Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable.

15.2 Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2008 y 2007 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

15.3 Activos financieros disponibles para la venta

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

El movimiento de los activos disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

Millones de euros		
	2008	2007
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO	138	160
Inversiones (1)	531	1
Desinversiones	(4)	(14)
Ajustes a valor razonable (2)	(72)	(10)
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	288	1
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO (4)	881	138

(1) En 2008 incluye 517 millones de euros correspondientes a la compra del 9,99% de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (sociedad consolidada por integración proporcional en los estados financieros del Grupo).

(2) En 2008 corresponde fundamentalmente a la valoración a valor razonable de West Siberian Resources (36 millones de euros), Unión Fenosa (22 millones de euros) y Enagás (16 millones de euros). En 2007 correspondía fundamentalmente a la valoración a valor razonable de Enagás.

(3) En 2008 incluye la adquisición de un 4,72% adicional de Unión Fenosa realizado por Gas Natural por un importe de 239 millones de euros, con pago aplazado.

(4) En 2008 corresponde fundamentalmente a la participación en Unión Fenosa (736 millones de euros) y Enagás (58 millones de euros). En 2007 la participación más significativa era en Enagás, valorada en 74 millones de euros.

En el ejercicio 2007 se vendió la participación en Naturgas Energía Grupo S.A., (participada a través de Gas Natural) generando un beneficio neto de 20 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias, y reduciendo los ajustes por cambios de valor del patrimonio neto.

15.4 Préstamos y partidas por cobrar

Los préstamos y partidas a cobrar del Grupo, incluidas aquellas de carácter comercial, son las siguientes:

Millones de euros		
	2008	2007
Préstamos y partidas por cobrar (1)	1.420	562
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.209	5.767
Otros deudores	2.180	1.993
(Menos: derivados por operaciones comerciales corrientes)	(49)	(54)
TOTAL	7.760	8.268

(1) De acuerdo con el cuadro del inicio de esta nota.

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de que dispone el Grupo:

Millones de euros				
	Valor contable		Valor razonable	
	2008	2007	2008	2007
A. ACTIVOS FINANCIEROS (1) (2)				
Otros activos financieros no corrientes	1.295	464	1.254	525
Otros activos financieros corrientes	125	98	125	98
	1.420	562	1.379	623
B. CUENTAS COMERCIALES CORRIENTES				
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.209	5.767	4.209	5.767
Clientes	4.539	6.117	4.539	6.117
(Menos: provisión para insolvencias)	(330)	(350)	(330)	(350)
Otros deudores	2.131	1.939	2.131	1.939
	6.340	7.706	6.340	7.706
TOTAL	7.760	8.268	7.719	8.329

(1) Entre las inversiones financieras corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades no consolidadas y préstamos a sociedades consolidadas por la parte no eliminada en el proceso de consolidación por importe de 376 y 345 millones de euros en 2008 y 2007 respectivamente. Adicionalmente, en 2008 se incluye el préstamo concedido a Petersen, como consecuencia de la venta de un porcentaje de YPF (ver nota 31).

(2) La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior corresponde a un interés medio del 8,30% y 9,35% en 2008 y 2007.

El vencimiento de las Inversiones incluidas en el epígrafe de préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Millones de euros		
VENCIMIENTO	2008	2007
2009	–	–
2010	3	–
2011	1	–
2012	–	–
2013 (1)	117	–
Años posteriores	1.173	464
	1.295	464

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

Millones de euros		
	2008	2007
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO	350	381
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	57	2
Variaciones de perímetro de consolidación	(31)	(8)
Bajas	(50)	(7)
Diferencias de conversión	4	(18)
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	330	350

15.5

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

Millones de euros				
	Valor contable		Valor razonable	
	2008	2007	2008	2007
Inversiones Financieras no corrientes	72	232	72	232
Inversiones Financieras temporales	55	105	55	105
Equivalentes de efectivo	1.492	1.891	1.492	1.891
Caja y Bancos	1.302	684	1.302	684
	2.921	2.912	2.921	2.912

Las inversiones financieras ascienden a 2.921 y 2.912 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 4,31% y 4,27% en 2008 y 2007, respectivamente.

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

Millones de euros		
VENCIMIENTO EN	2008	2007
2009	–	11
2010	40	43
2011	9	4
2012	23	16
2013 (1)	–	25
Años posteriores (1)	–	133
	72	232

(1) En el año 2008 se han cancelado los colaterales asociados a las operaciones de cobertura de inversión neta discontinuas descritas en el apartado 38.4 de la nota 38.

16

Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2008 y 2007 es la siguiente:

Millones de euros			
	Provisión por		Neto
	Coste	Depreciación	
A 31 DE DICIEMBRE DE 2008			
Crudo y Gas natural	982	–	982
Productos terminados y semiterminados	2.429	(253)	2.176
Materiales y otras existencias	449	(23)	426
	3.860	(276)	3.584
A 31 DE DICIEMBRE DE 2007			
Crudo y gas natural	1.543	–	1.543
Productos terminados y semiterminados	2.302	(2)	2.300
Materiales y otras existencias	863	(31)	832
	4.708	(33)	4.675

En el ejercicio 2008 se ha registrado un gasto neto de 239 millones de euros en el epígrafe “Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación” como consecuencia de la valoración de las existencias de productos terminados a su valor neto de realización.

A 31 de diciembre de 2008 el importe de existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ascendió a 93 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha sido una ganancia de 2 millones de euros. A 31 de diciembre de 2007 el importe de estas existencias ascendió a 144 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por valoración a mercado de las mismas fue una ganancia de 3 millones de euros.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2008, como a 31 de diciembre de 2007 con los requisitos sobre existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), a través de las sociedades españolas que integran el Grupo.

17

Patrimonio Neto

El movimiento del patrimonio neto en los ejercicios 2008 y 2007 se detalla a continuación:

	PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total patrimonio neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
SALDO FINAL AL 31/12/2006	1.221	13.457	–	3.124	(369)	17.433	609	18.042
Ajustes	–	–	–	–	–	–	–	–
SALDO INICIAL AJUSTADO	1.221	13.457	–	3.124	(369)	17.433	609	18.042
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	–	–	–	3.188	(1.057)	2.131	123	2.254
OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS								
Distribución de dividendos	–	(1.050)	–	–	–	(1.050)	(71)	(1.121)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	–	–	4	–	–	4	–	4
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	–	–	–	–	–	–	(7)	(7)
OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO								
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	–	–	–	–	–	–	–	–
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	–	3.124	–	(3.124)	–	–	–	–
Otras variaciones	–	(7)	–	–	–	(7)	(3)	(10)
SALDO FINAL AL 31/12/2007	1.221	15.524	4	3.188	(1.426)	18.511	651	19.162
Ajustes	–	–	–	–	–	–	–	–
SALDO INICIAL AJUSTADO	1.221	15.524	4	3.188	(1.426)	18.511	651	19.162
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	–	–	–	2.711	367	3.078	186	3.264
OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS								
Distribución de dividendos	–	(1.242)	–	–	–	(1.242)	(391)	(1.633)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	–	–	(245)	–	–	(245)	–	(245)
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	–	–	–	–	–	–	–	–
OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	–	3.188	–	(3.188)	–	–	–	–
Otras variaciones	–	(2)	–	–	–	(2)	724	722
SALDO FINAL AL 31/12/2008	1.221	17.468	(241)	2.711	(1.059)	20.100	1.170	21.270

17.1

Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2008 y 2007 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas, de Nueva York y de Buenos Aires.

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

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

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp. (2)	14,31
Petróleos Mexicanos (3)	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

(3) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras por los cuales se arbitran mecanismos que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

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

A 31 de diciembre de 2008 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

COMPañÍA	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,10	15,52	Euros
			Buenos Aires	72,90	73,03	Pesos
			Nueva York	21,51	20,51	Dólares
Gas Natural SDG, S.A.	447.776.028	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	19,29	22,28	Euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	160,00	156,96	Pesos
			Nueva York	46,00	46,11	Dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	36.063.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	11,00	13,02	Soles
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina, S.A.) (1)	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	49,00	41,46	Euros
Serie D	1.689.049	100,00%				

(1) YPFB Andina, S.A. no ha tenido movimientos durante el ejercicio 2008.

17.2

Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2008 y 2007 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

17.3

Reservas

• Reserva legal

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

• Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

• Otras reservas

Incluye (i) la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y (ii) todas aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

17.4

Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2008, autorizó al Consejo de Administración, durante un plazo de dieciocho meses, para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades controladas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualquiera de sus filiales, no exceda del 5% del capital social y por un precio o valor de contraprestación no inferior al valor nominal de las acciones ni superior a su cotización en Bolsa. Este acuerdo dejó sin efecto la autorización en los mismos términos y por el mismo plazo aprobada en la anterior Junta General Ordinaria celebrada el 9 de mayo de 2007.

En virtud de dichas autorizaciones Repsol YPF, S.A. ha adquirido durante el ejercicio 2008 12.924.428 acciones propias, que representan un 1,06% del capital social, por un importe de 261,73 millones de euros, con un valor nominal de 12,92 millones de euros. Asimismo, Repsol YPF ha enajenado en el ejercicio 695.000 acciones, por un importe de 17,5 millones de euros cuyo valor nominal ascendía a 0,69 millones de euros. Estas ventas han supuesto una plusvalía de 0,6 millones de euros recogida en el epígrafe "Acciones y participaciones en patrimonio propias" del patrimonio neto. A 31 de diciembre de 2008 el Grupo mantenía un total de 12.229.428 acciones de la sociedad dominante, cuyo coste de adquisición ascendió a 244,79 millones de euros.

Durante el ejercicio 2007, y al amparo de autorizaciones anteriores conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas, se adquirieron 4.462.665 acciones propias, que representaban el 0,366% del capital, por un importe de 110,69 millones de euros, con un valor nominal de 4,46 millones de euros. Asimismo, se enajenaron el mismo número de acciones, 4.462.665 acciones, por un importe de 114,30 millones de euros. El importe resultante de estas operaciones fue de 3,61 millones de euros que fue registrado en el epígrafe "Acciones y participaciones en patrimonio propias" del patrimonio neto.

17.5

Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

• Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

• Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver epígrafe 4.22 de la Nota 4 y Nota 38).

• Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el epígrafe 4.22 de la nota 4 (ver nota 38).

17.6

Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2008 y 2007 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2008	2007
Refinería La Pampilla, S.A.	69	107
Empresa Petrolera Andina	–	228
Petronor, S.A.	85	97
YPF, S.A. (1)	879	61
CEG Y CEG Río	40	47
Repsol Comercial de P.P., S.A.	27	28
Gas Natural ESP	27	26
Gas Natural México, S.A. de CV	13	14
EMPL	11	9
Otras compañías	19	34
TOTAL	1.170	651

(1) La variación se ha producido por la venta de un porcentaje de esta compañía en el período (ver nota 31).

18

Dividendos

A continuación se detallan los dividendos pagados en los ejercicios 2008 y 2007:

	2008			2007		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	100%	1	1.220	72%	0,72	880
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	–	–	–	–	–	–
DIVIDENDOS TOTALES PAGADOS						
a. Dividendos con cargo a resultados (1)	100%	1	1.220	72%	0,72	880
b. Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	–	–	–	–	–	–
c. Dividendos en especie	–	–	–	–	–	–

(1) Este importe incluye 3 millones de euros de dividendos correspondientes a acciones en patrimonio propias

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2008 y 2007 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2008 el importe devengado por Repsol YPF, S.A. ha ascendido a 641 millones de euros, si bien el importe que figura en el balance de situación consolidado adjunto como dividendo a cuenta es de 634 millones de euros (0,525 euros brutos por acción multiplicado por un número de acciones calculado una vez descontadas las acciones por patrimonio propias poseídas a 31 de diciembre de 2008) y en 2007 a 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2007, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de Mayo de 2008, ascendió a 610 millones de euros (0,50 euros brutos por acción); de este importe, 3 millones de euros corresponden a acciones en patrimonio propias poseídas a la fecha de pago del mismo.

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2008 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2008, pagadero a partir del 9 de julio de 2009 de 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

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

19

Pasivos financieros

En esta nota se desglosan los conceptos incluidos en el balance descritos a continuación correspondientes a pasivos de naturaleza financiera:

	Millones de euros	
	2008	2007
Pasivos financieros no corrientes	10.315	10.065
Derivados por operaciones comerciales (1)	5	–
Pasivos financieros corrientes	1.788	1.501
Derivados por operaciones comerciales (2)	23	17
	12.131	11.583

(1) Registrados en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del balance.

(2) Registrados en el epígrafe “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2008 y 2007, es el siguiente:

31 DE DICIEMBRE DE 2008	VALOR CONTABLE				Valor Razonable
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	TOTAL	
Deudas con entidades de crédito	–	1.845	–	1.845	1.845
Obligaciones y otros valores negociables (1)	–	8.156	–	8.156	7.914
Derivados	34	–	285	319	319
DEUDAS A LARGO PLAZO / PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES	34	10.001	285	10.320	10.078
Deudas con entidades de crédito	–	1.491	–	1.491	1.492
Obligaciones y otros valores negociables	–	251	–	251	245
Derivados	54	–	15	69	69
DEUDAS A CORTO PLAZO / PASIVOS FINANCIEROS CORRIENTES	54	1.742	15	1.811	1.806
TOTAL	88	11.743	300	12.131	11.884

31 DE DICIEMBRE DE 2007

	VALOR CONTABLE				Valor Razonable
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	TOTAL	
Deudas con entidades de crédito	–	1.700	–	1.700	1.693
Obligaciones y otros valores negociables (1)	–	8.183	–	8.183	8.184
Derivados	170	–	12	182	182
DEUDAS A LARGO PLAZO / PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES	170	9.883	12	10.065	10.059
Deudas con entidades de crédito	–	1.284	–	1.284	1.284
Obligaciones y otros valores negociables	–	199	–	199	199
Derivados	11	–	24	35	35
DEUDAS A CORTO PLAZO / PASIVOS FINANCIEROS CORRIENTES	11	1.483	24	1.518	1.518
TOTAL	181	11.366	36	11.583	11.577

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.524 y 3.418 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

Nota: A 31 de diciembre de 2008 y 2007, se recogen 721 y 632 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 31 y 61 millones de euros en el epígrafe “Otros acreedores” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La distribución de la financiación por divisas y por vencimientos a 31 de diciembre de 2008 y 2007 se detalla en el apartado 5.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 5.

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

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

	2008		2007	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.363	5,61%	2.950	6,62%
Acciones Preferentes	3.423	6,02%	3.433	5,48%
Obligaciones	4.809	5,28%	4.844	5,30%
	11.595	5,59%	11.227	5,70%

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

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 4.416 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.425 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “cross–default”), y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario–fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 118 millones de euros (correspondientes a un nominal de 119 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “cross–default”), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un 25% del importe total del capital de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes”) que han tenido lugar durante los ejercicios 2008 y 2007:

	Saldo a 31/12/07	(+) Emisiones	(–) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo a 31/12/08
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.682	186	(186)	74	7.756
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	700	–	(77)	28	651
TOTAL	8.382	186	(263)	102	8.407

	Saldo a 31/12/06	(+) Emisiones	(–) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo a 31/12/07
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo (1)	6.391	1.250	1	40	7.682
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	1	–	(1)	–	–
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	1.140	40	(381)	(99)	700
TOTAL	7.532	1.290	(381)	(59)	8.382

(1) El 16 de febrero de 2007, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V.(Holanda), emitió bonos garantizados por importe de 750 millones de euros, con vencimiento en 2012 y tipo de interés variable Euribor a 3 meses + 0,25% y 500 millones de euros con vencimiento en 2017 a un tipo fijo de 4,75%. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2008 asciende a 1.247 millones de euros, y la calificación crediticia de esta emisión es Fitch BBB+, Moddys Baa1 y S&P BBB.

Las emisiones garantizadas por Repsol YPF realizadas por filiales de su Grupo durante los ejercicios 2008 y 2007 han sido las siguientes:

	Saldo al 31/12/2007	(+) Otorgadas	(–) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2008
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	4.425	–	–	–	4.425
	Saldo al 31/12/2006	(+) Otorgadas	(–) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2007
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	3.175	1.250	–	–	4.425

Acciones Preferentes

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

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

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

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

El valor contable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2008 y 2007 asciende a 3.524 y 3.418 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables" de los balances de situación consolidados adjuntos en Acciones preferentes.

20

Provisiones corrientes y no corrientes

El saldo a 31 de diciembre de 2008 y 2007, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2008 y 2007, han sido los siguientes:

Millones de euros

	PROVISIONES NO CORRIENTES				PROVISIONES CORRIENTES		
	Provisión para pensiones (1)	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	TOTAL	Provisión para pensiones (1)	Otras provisiones	TOTAL
SALDO A 1 DE ENERO DE 2007	75	855	1.730	2.660	11	286	297
Dotaciones con cargo a resultados (2)	10	62	443	515	2	85	87
Aplicaciones con abono a resultados (3)	(4)	(2)	(122)	(128)	(1)	(3)	(4)
Cancelación por pago	(3)	(15)	(139)	(157)	(13)	(130)	(143)
Variaciones del perímetro de consolidación	–	–	–	0	–	(2)	(2)
Diferencias de conversión	(7)	(84)	(102)	(193)	–	(15)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	(5)	115	(242)	(132)	4	62	66
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2007	66	931	1.568	2.565	3	283	286
Dotaciones con cargo a resultados (2)	2	82	627	711	2	39	41
Aplicaciones con abono a resultados (3)	(2)	(1)	(160)	(163)	–	(7)	(7)
Cancelación por pago	(9)	(19)	(98)	(126)	–	(233)	(233)
Variaciones del perímetro de consolidación	(10)	(9)	(7)	(26)	(1)	(1)	(2)
Diferencias de conversión	–	49	51	100	–	10	10
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	1	68	(420)	(351)	5	337	342
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2008	48	1.101	1.561	2.710	9	428	437

(1) Ver nota 21.

(2) En el ejercicio 2007, las dotaciones del epígrafe "Otras provisiones" corresponden fundamentalmente a (I) planes de reestructuración de plantillas (22 millones de euros), (II) contingencias medioambientales (90 millones de euros) y (III) litigios (246 millones de euros). La dotación también incluye 144 millones de actualización financiera de las provisiones. En el ejercicio 2008 el epígrafe "Otras provisiones" incluye dotaciones por (I) 208 millones de euros por provisión por el consumo de derechos de emisión de CO₂, (II) 133 millones de euros por contingencias medio ambientales, (III) 82 millones de euros para litigios. La dotación también incluye 151 millones de euros de actualización financiera de las provisiones.

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

(4) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 54 y 68 millones de euros en 2007 y 2008, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.

21

Provisión para pensiones y obligaciones similares

a. Planes de aportación definida

Las principales características de los planes de aportación definida reconocidos por el Grupo se describen en el apartado 16 de la nota 4.

El coste anual cargado en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de resultados en relación con estos planes de pensiones ha ascendido a 41 y 37 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente.

Respecto a los planes de previsión de directivos de aportación definida con rentabilidad determinada garantizada, el coste cargado en los ejercicios 2008 y 2007 ha ascendido a 6 y 9 millones de euros, respectivamente, y ha sido registrado en la cuenta de resultados en el epígrafe "Gastos de personal".

b. Planes de prestación definida

- b.1. Una filial de YPF otorga planes de pensiones, planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales y prestaciones por sanidad y riesgos de fallecimiento.

Los trabajadores a tiempo completo de dicha sociedad tenían reconocidos planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros a 31 de diciembre de 2007. Las prestaciones de los mismos estaban basadas en los años de servicio y en las compensaciones generadas durante los años en activo.

El pasivo registrado por estos planes de pensiones a 31 de diciembre de 2007 ascendía a 11 millones de euros que correspondían, fundamentalmente, a las obligaciones por prestaciones con los empleados (76 millones de euros) menos el valor razonable de los activos afectos al plan, neto de las pérdidas actuariales no reconocidas, por importe de 65 millones de euros.

Durante el mes de marzo de 2008 esta filial adquirió ciertos contratos con Prudential Insurance Company para cancelar sus obligaciones asumidas en relación con dos de los planes de pensiones no contributivos, pagando una prima de 115 millones de dólares (83 millones de euros). Prudential asumió las obligaciones bajo estos planes el 20 de marzo de 2008.

A 31 de diciembre de 2008 esta compañía mantiene un plan de pensiones no contributivo, que no ha sido cancelado, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. El importe registrado en la cuenta de resultados del ejercicio 2008 con relación a este plan ha ascendido a 1 millón de euros. El pasivo registrado por este plan a 31 de diciembre de 2008 asciende a 3 millones de euros, correspondientes a las obligaciones por prestaciones con los empleados.

Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados. El beneficio registrado en la cuenta de resultados en el ejercicio 2008 por estos planes ha ascendido a 4 millones de euros (que incluyen un beneficio de 6 millones de euros por importes recuperados debido a modificaciones en el plan). El gasto registrado en la cuenta de resultados en el ejercicio 2007 ascendió a 2 millones de euros.

- b.2. El Grupo Gas Natural también posee planes de pensiones para empleados en España, Brasil e Italia. Las cantidades reconocidas en el balance para hacer frente a estas obligaciones en el epígrafe "Provisiones no corrientes" ascendían a 21 y 20 millones de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

- b.3. Adicionalmente, la filial del Grupo USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados. El pasivo registrado a tal efecto en los estados financieros consolidados asciende a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2008 y 2007. Este plan no tiene activos asociados a 31 de diciembre de 2008. Las pérdidas actuariales no reconocidas a esa fecha tienen importe inferior a 1 millón de euros.

22

Subvenciones y otros pasivos no corrientes

Las subvenciones registradas en el balance ascienden en 2008 y 2007 a 108 millones de euros y 109 millones de euros, respectivamente y corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (87 millones de euros en 2008 y 73 millones de euros en 2007).

La cuenta de resultados incluye registrados ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones por importe de 13 y 8 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 5 millones de euros tanto en 2008 como en 2007.

Dentro del epígrafe "Otros pasivos no corrientes" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2008	2007
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 23)	721	632
Fianzas y depósitos (1)	241	221
Otros ingresos diferidos	140	169
Otros	349	413
	1.451	1.435

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

23

Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2008	2007	2008	2007
Durante el siguiente ejercicio	66	63	31	61
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	292	248	145	205
A partir del 6º ejercicio	1.003	902	576	427
	1.361	1.213	752	693
MENOS:				
Futuros gastos financieros	(609)	(520)		
	752	693		
REGISTRADO COMO:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			721	632
Deuda por arrendamiento financiero corriente			31	61
			752	693

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

24

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2008 y 2007, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":

	Millones de euros	
	2008	2007
Proveedores	2.878	4.491
Otros acreedores		
Deuda por arrendamientos financieros (nota 23)	31	61
Administraciones Públicas acreedoras	840	934
Pasivos por valoración a mercado de elementos cubiertos y derivados sobre operaciones comerciales.	23	67
Otros	4.133	3.285
Pasivo por impuesto corriente	290	730
TOTAL	8.195	9.568

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

25

Situación fiscal

Gravamen sobre el beneficio

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

a. En España

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

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2008 es de 48, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

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

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

S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A y Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.

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

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individualizada o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y Petróleos del Norte, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b. En Argentina

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

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

c. En el resto de países

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

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

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

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35%, 55% y 57,25%
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% y 50%
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 26,5%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2008 y 2007 de acuerdo con el criterio indicado en la nota 3 de Políticas contables, es el siguiente:

Millones de euros

	EJERCICIO 2008			TOTAL
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS	2.554	1.239	918	4.711
Ajuste al resultado contable				
Por diferencias no temporarias	1.600	280	(17)	1.863
Por diferencias temporarias	(829)	(45)	(53)	(927)
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.325	1.474	848	5.647
Cuota del impuesto	994	516	476	1.986
Deducciones aplicables	(996)	–	–	(996)
Impuesto corriente a pagar	(2)	516	476	990
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	751	10	128	889
TOTAL GASTO POR IMPUESTO CORRIENTE	749	526	604	1.879
Impuesto diferido del ejercicio	(89)	39	49	(1)
Otros ajustes al gasto por impuesto	209	(23)	(124)	62
TOTAL GASTO POR IMPUESTO DIFERIDO	120	16	(75)	61
TOTAL GASTO POR IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES	869	542	529	1.940

Millones de euros

	EJERCICIO 2007			TOTAL
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS	3.118	1.289	1.177	5.584
Ajuste al resultado contable				
Por diferencias no temporarias	(1.050)	99	(68)	(1.019)
Por diferencias temporarias	204	575	(219)	560
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.272	1.963	890	5.125
Cuota del impuesto	714	687	476	1.877
Deducciones aplicables	(299)	–	(1)	(300)
Impuesto corriente a pagar	415	687	475	1.577
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	1.001	(18)	29	1.012
TOTAL GASTO POR IMPUESTO CORRIENTE	1.416	669	504	2.589
Impuesto diferido del ejercicio	(67)	(201)	(5)	(273)
Otros ajustes al gasto por impuesto	66	19	(63)	22
TOTAL GASTO POR IMPUESTO DIFERIDO	(1)	(182)	(68)	(251)
TOTAL GASTO POR IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES	1.415	487	436	2.338

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

	Millones de euros		
	2008	2007	Variación
ACTIVO POR IMPUESTO DIFERIDO			
Provisiones insolvencias de créditos	37	34	3
Provisiones para el personal	44	58	(14)
Provisión para contingencias	167	146	21
Otras provisiones	326	254	72
Créditos fiscales	486	194	292
Otros activos por impuestos diferidos	403	334	69
	1.463	1.020	443
PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO			
Incentivos fiscales	(49)	(25)	(24)
Plusvalías diferidas	(61)	(139)	78
Diferencias de amortizaciones	(679)	(620)	(59)
Moneda funcional	(704)	(548)	(156)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(788)	(890)	102
Otros pasivos por impuestos diferidos	(273)	(251)	(22)
	(2.554)	(2.473)	(81)

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 415 y 472 millones de euros en 2008 y 2007, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 91 millones de euros en 2008 al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Otra información con trascendencia fiscal

El importe de las deducciones acreditadas en 2008 asciende a 996 millones de euros, derivadas fundamentalmente de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional, y en menor medida, por la realización de inversiones.

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

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

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "Otras provisiones" (ver nota 20), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2008 y 2007 por este concepto asciende a 520 millones de euros y 524 millones de euros, respectivamente. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

26

Negocios Conjuntos

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2008 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, s.L.	25,00%
Bahía de Bizkaia Gas, s.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, s.A.	45,00%
YPFB Andina, s.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Grupo Gas Natural SDG, s.A.	30,85%
Petroquiriquire, s.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, s.A.	45,00%
Profertil, s.A.	50,00%
Quiriquire Gas, s.A.	60,00%
Refinería del Norte, s.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Gas Natural LNG, s.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%

A continuación se desglosan los importes totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Activos corrientes	2.482	2.079
Activos no corrientes	6.047	5.557
Pasivos corrientes	2.376	2.253
Pasivos no corrientes	3.305	2.724
Ingresos	7.659	6.883
Gastos	(6.674)	(6.046)

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2008 y 2007 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

27

Ingresos y gastos de explotación

El análisis de los ingresos y gastos de explotación obtenidos en el ejercicio 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
INGRESOS	2008	2007
Ventas	57.740	52.098
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos	1.892	1.767
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	(274)	387
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (1)	57	150
Beneficios por enajenación de inmovilizado (2)	126	694
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	18	13
Otros ingresos de explotación	1.416	814
	60.975	55.923

	Millones de euros	
GASTOS	2008	2007
Compras	(40.101)	(36.699)
Variación de existencias	(760)	405
Gastos de personal	(2.016)	(1.855)
Tributos	(2.501)	(1.915)
Servicios exteriores (3)	(5.204)	(4.932)
Transportes y fletes	(1.198)	(1.140)
Amortizaciones (3)	(3.091)	(3.141)
Dotación de provisiones por deterioro (1)	(107)	(220)
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	(28)	(25)
Otros gastos	(886)	(593)
	(55.892)	(50.115)

(1) Ver nota 12.

(2) En el ejercicio 2007 correspondía fundamentalmente a la plusvalía por la venta de la parcela descrita en esta misma nota y a la plusvalía de venta del 10% de participación de CLH (315 millones de euros).

(3) Los costes de exploración han ascendido en 2008 y 2007 a 571 y 592 millones de euros, que se encuentran registrados en los epígrafes amortizaciones y servicios exteriores.

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendía a Caja Madrid la parcela en la que se asienta un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma, por un importe total de 815 millones de euros. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometió a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. Como consecuencia de la venta de la citada parcela se registró en 2007 una plusvalía de 211 millones de euros en la línea "Beneficios por enajenación de inmovilizado".

28

Ingresos y gastos financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2008	2007
Ingresos por intereses	228	168
Gastos por intereses	(521)	(470)
Gastos por las acciones preferentes	(209)	(191)
Intereses intercalarios (ver nota 7)	67	95
Actualización de provisiones	(144)	(144)
Diferencias de cambio netas	212	266
Ingresos por dividendos	17	5
Ingresos/(gastos) por valoración a mercado de derivados y otros activos financieros (ver nota 38)	(19)	68
Otros ingresos/(gastos)	(3)	(21)
	(372)	(224)

29

Información por segmentos

En 2007 el Consejo de Administración aprobó una nueva estructura orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de esta estructura son:

Tres negocios estratégicos integrados:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
- GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
- Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.

Dos participaciones en compañías estratégicas:

- YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
- Gas Natural SDG, correspondiente a la comercialización de gas natural y la generación de electricidad.

Como consecuencia de este cambio, las magnitudes básicas del Grupo Repsol YPF a partir del 1 de enero de 2008, se han publicado de acuerdo con esta nueva organización. Para facilitar la comparación de la evolución de dichas magnitudes con los datos correspondientes al ejercicio 2007, éstos se presentan con los mismos criterios con los que se presentan los correspondientes al ejercicio 2008.

Toda la información financiera y del negocio anterior al 1 de enero de 2008 fue publicada de acuerdo a la estructura de segmentos vigente con anterioridad, dado que la nueva estructura organizativa y los sistemas de información relacionados con la misma no se encontraban completamente desarrollados para entonces.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta nueva clasificación:

INGRESOS DE EXPLOTACIÓN							Millones de euros	
SEGMENTOS	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación			
	31/12/2008	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2007		
Upstream	3.515	3.433	1.399	1.041	4.914	4.474		
GNL	1.296	730	248	193	1.544	923		
Downstream	42.169	40.420	278	378	42.447	40.798		
YPF	9.609	8.037	473	599	10.082	8.636		
Gas Natural SDC	4.070	3.057	140	97	4.210	3.154		
Corporación	316	246	423	361	739	607		
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	-	-	(2.961)	(2.669)	(2.961)	(2.669)		
TOTAL	60.975	55.923			60.975	55.923		

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN			Millones de euros	
SEGMENTOS	31/12/2008	31/12/2007		
Upstream	2.258	1.882		
GNL	125	107		
Downstream	1.111	2.204		
YPF	1.159	1.228		
Gas Natural SDC	555	516		
Corporación	(125)	(129)		
TOTAL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN DE LOS SEGMENTOS SOBRE LOS QUE SE INFORMA	5.083	5.808		
(+/-) Resultados no asignados (Resultado financiero)	(372)	(224)		
(+/-) Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	66	109		
Impuestos sobre beneficios y/o rdo de operac. Interrumpidas	(1.940)	(2.338)		
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y DESPUÉS DE PARTICIPADAS	2.837	3.355		

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

2008								Millones de euros	
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	TOTAL		
Total activos (1)	8.801	1.837	14.151	11.762	5.804	7.074	49.429		
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	49	349	78	36	13	-	525		
Pasivos operativos (2)	2.146	772	5.272	3.005	1.824	193	13.212		
Dotación de amortización del inmovilizado	(650)	(48)	(653)	(1.465)	(224)	(51)	(3.091)		
Dotación neta de Provisiones por deterioro	42	-	(92)	-	-	-	(50)		
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (3)	(1)	-	62	(179)	(69)	153	(34)		
Inversiones	1.184	242	1.534	1.508	894	224	5.586		
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(31)	62	27	6	2	-	66		

2007								Millones de euros	
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	TOTAL		
Total activos (1)	8.475	1.544	15.441	10.998	4.745	5.961	47.164		
Inversiones valoradas por el método de la participación	141	251	96	37	12	-	537		
Pasivos operativos (2)	1.997	1.041	6.475	2.185	1.273	262	13.233		
Dotación de amortización del inmovilizado	(756)	(50)	(703)	(1.397)	(193)	(42)	(3.141)		
Dotación neta de Provisiones por deterioro	(5)	-	(36)	(29)	-	-	(70)		
Otros ingresos/(gastos) no monetarios (3)	11	12	112	(310)	(28)	(21)	(224)		
Inversiones	1.439	387	936	1.374	651	586	5.373		
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	(13)	58	63	(1)	2	-	109		

(1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondientes al mismo.

(2) Incluye las líneas "Subvenciones", "Provisiones corrientes y no corrientes", "Otros pasivos no corrientes", "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" y "Proveedores y otros acreedores" del pasivo del balance de situación consolidado.

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

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

Millones de euros								
	Resultado de explotación		Inversiones		Activos			
	2008	2007	2008	2007	2008	2007		
Upstream	2.258	1.882	1.184	1.439	8.801	8.475		
Norteamérica y Brasil	40	(25)	478	610	3.067	2.642		
Norte de África	1.202	1.234	376	199	1.388	978		
Resto del Mundo	1.016	673	330	630	4.345	4.855		
GNL	125	107	242	387	1.837	1.544		
Downstream	1.111	2.204	1.534	936	14.151	15.441		
Europa	1.127	1.995	1.469	844	12.035	13.521		
Resto del Mundo	(16)	209	65	92	2.116	1.920		
YPF	1.159	1.228	1.508	1.374	11.762	10.998		
Gas Natural SDC	555	516	894	651	5.804	4.745		
Corporación, otros y ajustes	(125)	(129)	224	586	7.074	5.961		
TOTAL	5.083	5.808	5.586	5.373	49.429	47.164		

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas es la siguiente:

Millones de euros		
Área Geográfica	31/12/2008	31/12/2007
Mercado Interior	28.594	25.856
Exportación	31.038	28.009
a) Unión Europea	6.170	6.172
b) Países O.C.D.E.	4.654	3.493
c) Resto de países	20.214	18.344
TOTAL	59.632	53.865

30

Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2008, se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación a dicha fecha.

Las combinaciones de negocios y los aumentos de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y sociedades asociadas más significativas realizadas en el ejercicio 2008 han sido las siguientes:

2008						
Denominación de la Entidad (y rama de actividad) adquirida o fusionada	COSTE NETO DE LA COMBINACIÓN					
	Categoría	Fecha efectiva de la operación	Importe (neto) pagado en la adquisición + otros costes directamente atribuibles a la combinación	Valor razonable de los instrumentos de patrimonio neto emitidos para la adquisición de la entidad	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición
Biogas Doña Juana, S.A. E.S.P. (1)	Nueva constitución	05/02/2008	176	–	15,36	15,36
Administración y Servicios Ecap, S.A. de C.V. (1)	Nueva constitución	14/03/2008	1	–	30,85	30,85
Dawn Energy, Produção de Energia Unipessoal LDA. (1)	Adquisición	04/04/2008	2	–	30,85	30,85
Cetraro Distribuzione Gas S.R.L.(1)	Nueva constitución	28/04/2008	19	–	18,51	18,51
O Novo Aquilón, S.L. (1)	Adquisición	06/06/2008	1	–	18,51	18,51
Parques Eólicos 2008–2012, S.L.(1)	Adquisición	17/06/2008	1	–	16,66	16,66
Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (1)	Adquisición	20/06/2008	4	–	6,17	6,17
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.A. (1)	Aumento participación	09/07/2008	157	–	4,63	18,51
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. (1)	Aumento participación	09/07/2008	136	–	4,32	29,00
Portal del Instalador (1)	Aumento participación	JULIO 2008	40	–	3,08	26,22
Pitta Construzioni S.P.A. (1)	Adquisición	03/07/2008	4.604	–	30,85	30,85
Gas Natural Servicios, LTD. (1)	Nueva constitución	09/06/2008	99	–	30,85	30,85
Repsol Biocarburantes Tarragona, S.A.	Nueva constitución	19/02/2008	500	–	99,97	99,97
Repsol Biocarburantes Cartagena, S.A.	Nueva constitución	19/02/2008	500	–	99,97	99,97

(1) Sociedades adquiridas a través del Grupo Gas Natural, en el que Repsol YPF participa en un 30,847%. Los importes y porcentajes corresponden al 30,847% de los adquiridos por el Grupo Gas Natural.

Con fecha 3 de julio de 2008 el Grupo, a través de Gas Natural, ha adquirido en Italia el 100% del capital de la sociedad Pitta Construzioni, S.p.A.. Si la adquisición de esta sociedad se hubiera producido el 1 de enero de 2008, la contribución a los ingresos operativos hubiera ascendido a 1 millón de euros y no hubiera representado ningún impacto en el resultado operativo. El efectivo pagado en la adquisición de esta sociedad ha ascendido a 8 millones de euros, habiéndose generado en la adquisición un fondo de comercio de 1 millón de euros aproximadamente, atribuible a la alta rentabilidad y las sinergias esperadas con las operaciones de Gas Natural.

Las principales combinaciones de negocios que tuvieron lugar en el ejercicio 2007 fueron las que se describen a continuación.

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

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

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

Millones de euros		
	Valor en libros	Valor razonable
Inmovilizado material	249	318
Activos por impuesto diferido	6	7
Otros activos no corrientes	13	13
Activo corriente comercial	34	34
Otros activos financieros corrientes	1	1
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	21	21
TOTAL ACTIVOS	324	394
Pasivos por impuestos diferidos	18	37
Pasivos financieros no corrientes	4	4
Otros pasivos no corrientes	37	37
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	30	31
TOTAL PASIVOS	89	109
TOTAL ACTIVOS NETOS	235	285
FONDO DE COMERCIO		26
INVERSIÓN TOTAL		311

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

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

31

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2008 y 2007:

	Millones de euros	
	2008	2007
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	920	522
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	548
Otros activos financieros	23	209
TOTAL DESINVERSIONES	1.045	1.279

Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio

Las ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en el ejercicio 2008 fueron las siguiente:

Denominación de la entidad (o rama de actividad) enajenado, escindido o dado de baja	Categoría	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	Beneficio /
					(Pérdida) generado
YPF, S.A. (1)	Dependiente	21/2/2008	15,00%	84,14%	86
		1/11/2008	0,10%	84,04%	2
Empresa Petrolera Andina, S.A. (1)	Negocio Conjunto	5/5/2008	1,08%	48,92%	(4)
Repsol Bronderslev (1)	Dependiente	29/2/2008	100%	–	1
Repsol Polivar SPA (1) (2)	Dependiente	29/2/2008	100%	–	–
Operadora de Postos de serviços, LTD (1)	Dependiente	2/5/2008	100%	–	2
West Siberian Resources (3)	Otras	1/4/2008	6%	4%	–
Repsol YPF Comercial del Ecuador (1)	Dependiente	1/9/2008	100%	–	–
Repsol YPF Gas Bolivia (1)	Dependiente	28/11/2008	50,91%	–	–
Refinería de Petróleos Manguinhos S.A. (1)	Negocio Conjunto	16/12/2008	31,13%	–	–
Repsol YPF Distribuidora S.A. (1)	Dependiente	19/12/2008	100%	–	14

(1) Venta de los porcentajes indicados

(2) Sociedad participada al 100% por Repsol Bronderslev.

(3) Dilución del porcentaje de participación tras la ampliación de capital realizada por la compañía. Esta sociedad ha sido reclasificada a Inversiones Financieras.

El 21 de febrero de 2008 Repsol YPF firmó el acuerdo de venta de un 14,9% de YPF, S.A. a Petersen Energía por un importe de 2.235 millones de dólares, instrumentando un préstamo al comprador por importe de 1.015 millones de dólares. El cobro por esta desinversión ha ascendido a 1.220 millones de dólares (827 millones de euros). Adicionalmente en noviembre de 2008 Petersen Energía ejerció una opción de compra de un 0,10% adicional por un importe de 13 millones de dólares (10 millones de euros). Estas ventas han generado un beneficio consolidado antes de impuestos de 88 millones de euros registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones del inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Los efectos principales de esta transacción en el balance consolidado del Grupo han sido un incremento en el epígrafe “Intereses Minoritarios” de 987 millones de euros, y una reducción del fondo de comercio por importe de 292 millones de euros.

De acuerdo con los términos del mismo acuerdo de venta, Petersen Energía cuenta con una opción de compra de un 10% adicional. A 31 de diciembre de 2008 el Grupo cuenta con una participación del 84,04% en YPF.

El 30 de abril de 2008 se ha suscrito el contrato de transmisión del 1,08% de las acciones de Empresa Petrolera Andina, S.A. entre Repsol YPF e YPFB por un importe de 4 millones de euros. Este acuerdo ha adquirido plena eficacia el día 5 de mayo mediante el otorgamiento de la correspondiente escritura pública. La pérdida generada por esta transacción, registrada en el epígrafe “Gastos por dotación de provisiones y pérdidas por enajenaciones del inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta ha ascendido a 4 millones de euros. El porcentaje de participación del Grupo en la compañía con posterioridad a la transferencia de las acciones asciende al 48,92%.

De acuerdo con la nueva estructura accionarial y los acuerdos de gestión de Empresa Petrolera Andina S.A. (actualmente YPFB Andina, S.A), a partir de 1 de mayo de 2008, se consolida por el método de integración proporcional. Los efectos principales en los estados financieros consolidados del Grupo en dicha fecha, como consecuencia de este cambio en el método de consolidación, han sido una reducción de los activos de 431 millones de euros, de los intereses minoritarios de 259 millones de euros y de los pasivos de 164 millones de euros.

En Septiembre de 2008 Repsol YPF vendió a la compañía Primax de las estaciones de servicio y las actividades de lubricantes y aviación en Ecuador gestionadas por las compañías Repsol YPF Comercial de Ecuador, S.A. y Combustibles Industriales Oiltrader, S.A. por importe de 32 millones de euros.

El 16 de diciembre de 2008 el Grupo ha vendido su participación en Refinería de Petróleos de Manguinhos. El resultado de la venta ha sido inferior a 1 millón de euros.

Con fecha 19 de diciembre de 2008 Repsol YPF ha vendido al grupo brasileño AleSat Combustíveis sus actividades de comercialización de combustibles en Brasil gestionadas a través de Repsol YPF Distribuidora, consistentes en una red de 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura comercial, logística y otros negocios complementarios, por importe de 17 millones de euros. El resultado generado por esta operación asciende a 14 millones de euros, registrado en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. A continuación se detallan los activos netos dados de baja en el ejercicio como consecuencia de esta venta:

EPÍGRAFES	Millones de euros
Activos no corrientes	22
Activos corrientes	47
Pasivos no corrientes	(9)
Pasivos corrientes	(57)
TOTAL ACTIVOS NETOS	3

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

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

CONCEPTO	Millones de euros
Activos no corrientes	84
Activos corrientes	34
Pasivos no corrientes	(22)
TOTAL ACTIVOS NETOS	96

Otras desinversiones

En 2008 no se han producido otras desinversiones significativas.

La principal desinversión en 2007 correspondió a la venta de la parcela en la que se asienta un edificio de oficinas en construcción en Madrid, que generó una entrada de efectivo de 571 millones de euros (ver nota 27).

32

Incentivos a medio y largo plazo

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo del personal más destacado.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los planes de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los planes de incentivos 2005–2008, 2006–2009, 2007–2010 y 2008–2011, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2005–2008) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2008 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2009.

Los cuatro programas vigentes (2005–2008, 2006–2009, 2007–2010 y 2008–2011), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada plan está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado al desempeño del beneficiario a lo largo del período contemplado en el programa.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2008 y 2007 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 11 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2008 y 2007, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 28 y 27 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

33

Información sobre operaciones con partes vinculadas

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son:
 - Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación total de 20,01%
 - Criteria Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación total directa e indirecta del 14,31% en Repsol YPF.
 - Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 4,806 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros (ver Nota 17.1).
- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Las sociedades del Grupo por la parte no poseída. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos y gastos registrados en el periodo por operaciones con partes vinculadas.

GASTOS E INGRESOS 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Millones de euros

	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
Gastos financieros	6	–	1	7
Contratos de gestión o colaboración	–	–	1	1
Arrendamientos	2	–	3	5
Recepciones de servicios	8	–	366	374
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.109	–	5.056	7.165
Otros gastos	14	–	6	20
TOTAL GASTOS	2.139	–	5.433	7.572
Ingresos financieros (1)	10	–	30	40
Contratos de gestión o colaboración	–	–	7	7
Prestaciones de servicios	32	–	20	52
Venta de bienes (terminados o en curso)	466	–	1.650	2.116
Otros ingresos	5	–	47	52
TOTAL INGRESOS	513	–	1.754	2.267

OTRAS TRANSACCIONES 31 DE DICIEMBRE DE 2008 Millones de euros

	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	9	–	–	9
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	59	–	376	435
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	521	–	2	523
Garantías y avales prestados	12	–	74	86
Garantías y avales recibidos	91	–	–	91
Compromisos adquiridos (3)	(95)	–	40.493	40.398
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	503	–	–	503
Otras operaciones (5)	1.686	–	2	1.688

(1) Ver nota 34 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo. Importe inferior a un millón de euros

(2) Incluye líneas de crédito por importe de 488 millones de euros con La Caixa.

(3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

(4) Dividendo distribuido a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.

(5) Incluye inversiones a corto plazo por 520 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 216 millones de euros y de tipo de interés por 557 millones de euros con La Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. Las ventas realizadas a partes vinculadas se realizan de acuerdo con los criterios descritos en la nota 4.21 de políticas contables.

34

Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo

34.1

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,165 millones de euros, lo cual representa 0,22% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

a. Por su pertenencia al Consejo de Administración

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

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2008 y 2007, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2008	2007
Consejo de Administración	172.287	165.661
Comisión Delegada	172.287	165.661
Comisión de Auditoría y Control	86.144	82.830
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	41.415
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	41.415

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2008 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,824 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

RETRIBUCIÓN POR PERTENENCIA A LOS ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN						Euros
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit.	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Antonio Hernández-Gil	172.287	172.287	–	43.072	–	387.646
Carmelo de las Morenas	172.287	–	86.144	–	–	258.431
Henri Philippe Reichstul	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Paulina Beato	172.287	–	86.144	–	–	258.431
Javier Echenique	172.287	172.287	86.144	–	–	430.718
Artur Carulla	172.287	–	–	43.072	–	215.359
Luis del Rivero	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Juan Abelló	172.287	–	–	–	43.072	215.359
Pemex Intern. España	172.287	172.287	–	–	43.072	387.646
José Manuel Loureda	172.287	–	–	–	43.072	215.359
Luis Carlos Croissier	172.287	–	–	–	43.072	215.359
Isidro Fainé	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Juan María Nin	172.287	–	–	43.072	43.072	258.431
Ángel Durández	172.287	–	86.144	–	–	258.431

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b. Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria, fija y variable, anual y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2008 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 4,013 millones de euros, correspondiendo 2,691 a D. Antonio Brufau y 1,322 a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración variable plurianual percibida por D. Antonio Brufau, determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al período 2004–2007, ha ascendido a 0,850 millones de euros. La retribución variable plurianual percibida por D. Luis Suárez de Lezo, como partícipe de dicho programa, ha ascendido a 0,148 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c. Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2008 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,464 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	94.833	265.650	–	360.483
Luis Suárez de Lezo	67.914	–	36.481	104.395

d. Por primas de seguro de responsabilidad civil

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

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

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2008 a 2,680 millones de euros. Corresponden 2,423 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,257 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f. Incentivos

En relación con la retribución variable plurianual de los miembros del Consejo de Administración que desempeñan funciones ejecutivas, en el ejercicio 2008 se han dotado provisiones que ascienden a la cantidad de 0,866 millones de euros en el caso de D. Antonio Brufau y de 0,309 en el de D. Luis Suárez de Lezo.

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

34.2

Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2008, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

34.3

Operaciones con los Administradores

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

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

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

34.4

Retribución del personal directivo

a. Alcance

La información incluida en esta nota corresponde a 9 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2008, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1).

b. Sueldos y salarios

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

En el ejercicio 2008, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 12,288 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

CONCEPTO	Millones de euros
Sueldo	7,012
Dietas	0,480
Remuneración Variable	4,284
Remuneración en Especie	0,512

c. Incentivos

En el ejercicio 2008 y, en relación con el personal directivo, se han dotado provisiones que ascienden a un total de 2,170 millones de euros en relación con los cuatro planes de incentivos vigentes.

d. Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2008, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,925 millones de euros.

e. Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2008 en relación con los planes de aportación definida de modalidad mixta adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 16 en nota 4), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,414 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

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

f. Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2008, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,316 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 3,85% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

34.5

Indemnizaciones al personal directivo

En 2008, no se ha percibido indemnización alguna por parte del personal directivo de la Compañía.

34.6

Operaciones con el personal directivo

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

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

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

35

Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2008 fue de 36.302 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 37.371 trabajadores. La siguiente tabla muestra la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2008 y 2007:

	Número de personas			
	2008		2007	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	317	35	292	25
Jefes Técnicos	1.985	422	2.024	385
Técnicos	11.966	3.754	11.563	3.350
Administrativos	863	1.349	884	1.426
Operarios y subalternos	11.675	3.936	12.825	3.926
	26.806	9.496	27.588	9.112

36

Contratos de arrendamiento operativo

36.1

En los que el Grupo figura como arrendatario

Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2008 y 2007, ascienden a 471 y 339 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene los siguientes compromisos de pago a largo plazo en relación con los arrendamientos operativos no cancelables en los que el Grupo figura como arrendatario:

Millones de euros

	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	TOTAL
Transporte marítimo–Time charter (1)	137	79	60	49	41	574	940
Arrendamientos (2)	155	138	128	89	83	214	807
	292	217	188	138	124	788	1.747

(1) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 22 buques tanque (5 de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado, cuyos fletamientos finalizan a lo largo del período 2009–2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 114 millones de euros para el ejercicio 2009. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamiento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 23 millones de euros.

(2) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 214 millones de euros.

36.2

En los que el Grupo figura como arrendador:

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene derecho a recibir los importes comprometidos a largo plazo, que se relacionan a continuación, en relación con los contratos de arrendamiento en los que figura como arrendador:

Millones de euros

	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	TOTAL
Arrendamientos (1)	53	18	18	16	16	17	138
	53	18	18	16	16	17	138

(1) Corresponde fundamentalmente activos de fibra óptica, por importe de 52 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 33 millones de euros.

37

Pasivos contingentes y compromisos

Garantías

A 31 de diciembre de 2008 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el grupo y sociedades puestas en equivalencia):

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 16 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por las actividades de financiación de EniRepSa Gas Limited, en la que el Grupo participa en un 30%, por importe de 4 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 32 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación hasta, aproximadamente, 11 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 11 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo a Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 74 millones de euros.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2008 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

							Millones de euros	
COMPRA	2009	2010	2011	2012	2013	Ejercicios posteriores	Total	
Compromisos de compra	4.653	4.057	5.288	5.545	5.437	67.358	92.338	
Crudo y otros	898	541	309	263	163	487	2.661	
Gas natural	3.755	3.516	4.979	5.282	5.274	66.871	89.677 ⁽¹⁾	
Compromisos de inversión	811	216	60	33	13	2.962	4.095	
Compromisos de transporte	286	374	399	402	360	5.869	7.690 ⁽²⁾	
Prestación de servicios	1.284	1.173	492	264	730	2.091	6.034	
TOTAL	7.034	5.820	6.239	6.244	6.540	78.280	110.157	

							Millones de euros	
VENTA	2009	2010	2011	2012	2013	Ejercicios posteriores	Total	
Compromisos de venta	7.534	4.445	4.389	4.730	5.043	47.500	73.641	
Crudo y otros	4.399	1.620	1.599	1.456	1.326	7.856	18.256	
Gas natural	3.135	2.825	2.790	3.274	3.717	39.644	55.385 ⁽³⁾	
Compromisos de transporte	20	20	21	21	21	92	195	
Prestación de servicios	362	336	427	373	479	2.939	4.916	
TOTAL	7.916	4.801	4.837	5.124	5.543	50.531	78.752	

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

(1) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 24.689 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 16.486 millones de euros y en Perú por importe de 39.214 millones de euros.

(2) Este importe recoge compromisos de transporte a largo plazo adquiridos por el Grupo Repsol YPF fundamentalmente en EE.UU. por importe de 2.783 millones de euros, en Canadá por importe de 1.181 y en Argentina por importe de 572. Adicionalmente incluye 1.376 millones de euros por la entrega futura de 4 buques para el transporte de GNL en Perú.

Incluye 568 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato.

(3) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Argentina por importe de 14.249 millones de euros, en España por importe de 4.927 millones de euros, en Méjico por importe de 22.854 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 7.390 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 3.693 millones de euros.

Contingencias

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

Las situaciones litigiosas más relevantes (adicionalmente a lo comentado en la nota 25) que afectan al Grupo Repsol YPF se describen a continuación:

Estados Unidos de América

En 1986 Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") adquirió una sociedad (Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals")) a Diamond Shamrock Corporation (denominada posteriormente Maxus Energy Corporation), contemplándose en dicha venta ciertas cláusulas de indemnidad en favor de Occidental que han venido afectando a Maxus Energy Corp. (sociedad posteriormente adquirida por YPF, S.A. en 1995, antes de que YPF, S.A. fuese adquirida por Repsol YPF). La sociedad Tierra Solutions Inc. (Tierra), filial de la sociedad norteamericana YPF Holdings, ha asumido las actuaciones de Maxus en materia medioambiental.

Las principales situaciones litigiosas son las siguientes:

- *Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey*: En diciembre de 2005, el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey (Department of Environmental Protection and Energy, el "DEP") demandó (la demanda de New Jersey o The Passaic River Litigation) a YPF Holding Inc., Tierra, Maxus y a varias filiales, además de Occidental, en relación con la supuesta contaminación por dióxidos proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark, del último tramo de diecisiete millas del río Passaic, de la Bahía de Newark, otras corrientes de agua y áreas cercanas. Los demandados han respondido a dichas alegaciones, si bien sus excepciones en cuanto a falta de jurisdicción fueron desestimadas en septiembre de 2008. Durante el mes de febrero de 2009 se presentaron distintos escritos en contestación a las alegaciones de cada parte. Asimismo también en febrero de 2009, Maxus y Tierra han llamado al proceso como posibles responsables de la contaminación a más de doscientas cincuenta nuevas partes.

- *Condado de Hudson, New Jersey*. Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Según el DEP, los residuos provenientes de las operaciones de procesamiento de este mineral fueron utilizados como material de relleno en diversos emplazamientos. En mayo del 2005 el DEP entabló una reclamación contra Occidental y otras dos compañías solicitando, entre otras cosas la remediación de varios enclaves contaminados con cromato ferroso, y la recuperación de costes incurridos por el Estado. En relación con estos asuntos se ha alcanzado un acuerdo por 7,1 millones de dólares USA (5 millones de euros).

- *Litigio de Dallas Occidental contra Maxus*. En el año 2002 Occidental demandó a Maxus y Tierra en la Corte del Distrito de Dallas del Estado de Texas a efectos de obtener una declaración de la Corte en el sentido de que Maxus y Tierra tienen, de conformidad con el contrato en virtud del cual Maxus vendió Chemicals a Occidental, la obligación de defender y de indemnizar a Occidental frente a ciertos litigios o reclamaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el agente naranja y cloruro de vinilo monómero (VCM), sin perjuicio de hecho de que dicho contrato contiene un plazo de caducidad de 12 años en relación con las obligaciones de defensa e indemnidad de la mayor parte de las reclamaciones. Celebrado el juicio, se dictó resolución contra Maxus. Maxus interpuso apelación ante la Corte de Apelación y la Corte Suprema de Texas, si bien ambas apelaciones han sido rechazadas. Dicha decisión exige que Maxus acepte la responsabilidad por diversas cuestiones, en las cuales ha negado indemnizaciones desde 1998, lo cual podría resultar en costos adicionales a las previsiones actuales de YPF Holdings Inc. para esta cuestión. No obstante ello, Maxus considera que sus previsiones actuales, de acuerdo a la información disponible a la fecha de los estados contables, son adecuadas para estos costes.

En relación con lo anterior, cerca de 33 reclamaciones han sido interpuestas contra Occidental por personas que alegan haber sufrido enfermedades como consecuencia del agente naranja. En febrero del 2008 la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los EE.UU. rechazó estas reclamaciones y si bien es presumible que los reclamantes interpongan apelación ante la Corte Suprema, YPF Holdings entiende que tales apelaciones no deberían prosperar.

También han sido interpuestas acciones contra Occidental reclamando daños por la exposición al cloruro de vinilo monómero, asbestos, y otros productos químicos como también por supuestos daños al medioambiente. Occidental ha informado a Maxus que, en su conjunto estas reclamaciones no excederían de 7 millones de dólares (5 millones de euros).

Argentina

- *Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino*. En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro

de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnización. Hasta el 31 de diciembre de 2008, todas las reclamaciones relacionadas con la sociedad predecesora recibidos por YPF han sido o están en proceso de ser notificadas al Gobierno Nacional Argentino.

- *Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC)–Mercado del gas licuado de petróleo.* La Resolución 189/99 del anterior Ministerio de Industria, Comercio y Minas de Argentina impuso a YPF una multa fundada en alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencia de precio entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior. La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (“CNDC”) ha iniciado un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada por el período comprendido entre 1993 y 1997 que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. En enero de 2004, YPF presentó descargo oponiendo, entre otras, la defensa de prescripción, argumento rechazado por la CNDC y objeto de apelación por YPF. En agosto de 2008 la Cámara de Apelaciones en lo Penal Económico rechazó el argumento de prescripción planteado por YPF. Tal decisión fue impugnada por YPF ante la Cámara Nacional de Casación Penal. Posteriormente, YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables.
- *Mercado de gas natural.* En el ámbito de la exportación, como consecuencia de las Restricciones (ver nota 2 “Argentina – Regulación del Mercado”) durante los años 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008, YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las Restricciones constituyen un supuesto de caso fortuito o fuerza mayor que libera a la Sociedad de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Diversos clientes de YPF, incluyendo Innergy Soluciones Energéticas, S.A., Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han rechazado por carta el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto. En el año 2007, Innergy Soluciones Energéticas, S.A reclamó de YPF la cantidad de 88 millones de dólares (63 millones de euros), más intereses, y se reservó el derecho de incrementar esta cantidad para acumular penalidades adicionales en relación con las entregas no realizadas. YPF ha reconvenido alegando la extinción del contrato. “Innergy” notificó a YPF el inicio de una demanda arbitral. YPF contestó la demanda arbitral y ha reconvenido invocando la teoría de la imprevisión. Innergy ha presentado en diciembre de 2008 su contestación y demanda reconvenional de acuerdo con lo ordenado por el Tribunal. Se ha llegado a un principio de acuerdo para resolver las controversias entre las partes (incluidas las planteadas en el proceso arbitral), el cual deberá ser plasmado en documentos finales a ser suscritos por las partes. Con fecha 9 de febrero de 2009 las Partes suspendieron el arbitraje hasta el 13 de marzo de 2009.

Adicionalmente, Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han procedido a liquidar la penalidad por no entrega hasta el mes de septiembre de 2007 por un importe de 93 millones de dólares (67 millones de euros). YPF ha rechazado tales liquidaciones. Asimismo, deslindando responsabilidad, Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el comienzo formal del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Si bien dicho plazo se encuentra vencido, a la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por dichas sociedades.

Asimismo, AES Uruguaiana de Emprendimientos S.A. también ha realizado reclamaciones en concepto de falta de entrega procediendo en junio de 2008 a facturar la suma de 28 millones de dólares (20 millones de euros) en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 16 de septiembre del 2007 hasta el 25 de junio del 2008. YPF rechazó dicha liquidación deslindando responsabilidad. Con posterioridad, en julio de 2008, ha liquidado la suma de 3 millones de dólares (2 millones de euros) en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas liquidaciones. Asimismo, AES Uruguaiana Emprendimientos S.A. notificó a YPF que “retendrá el cumplimiento de sus obligaciones” alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF. YPF rechazó los argumentos de AES por resultar improcedentes y carentes de sustento legal.

- *Mercado local argentino,* Central Puerto S.A., realizó dos reclamaciones contra YPF en referencia a acuerdos de suministro de gas natural, habiéndose resuelto por ambas partes aquella disputa en referencia al suministro en la planta de Loma La Lata. Sin perjuicio de lo anterior, Central Puerto S.A. notificó a YPF su decisión de someter a arbitraje, de conformidad con las normas de la Cámara de Comercio Internacional (ICC), controversias relacionadas con el suministro de gas natural a su ciclo combinado ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. YPF ha presentado demanda reconvenional contra la actora en la cual se reclama, entre otros, que el tribunal arbitral dé por terminado el contrato o en su defecto que se proceda a su recomposición. La demanda reconvenional ha sido contestada por Central Puerto en diciembre de 2007.

En febrero de 2008 se celebró una audiencia ante los miembros del tribunal arbitral, en cuyo marco se suscribió el Acta de Misión en la que se han suscitado diversas cuestiones sobre la cuantía, declarando Central Puerto S.A. no estar en condiciones de precisar el importe de su reclamación hasta tanto se practiquen los peritajes pertinentes. YPF, por su parte, estimó en 11 millones de dólares (8 millones de euros), aproximadamente, la suma que debe ser reclamada como pagadera en su favor en virtud de la reconvenión articulada en el proceso, más intereses y otros costes, sin perjuicio de lo que luego resulte de los peritajes a practicarse.

YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF manifestó que las entregas a Mega de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por la interferencia del Estado Nacional.

- *Reclamaciones Ambientales en La Plata.* Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y al ambiente, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación ambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. Durante 2006, YPF ha efectuado una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propone efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada, el cual a la fecha no ha sido concluido. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991.
- *Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. (“EDF”).* En julio del año 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en el que reclama que de conformidad con el Contrato de Compraventa fechado el 30 de marzo de 2001 EDF tendría derecho a una revisión en el precio como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso argentino que, según EDF, tuvieron lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2001. El laudo arbitral de fecha 22 de octubre de 2007 estimó la reclamación de EDF, aceptando también sin embargo, la reconvenión formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 28 millones de dólares (21 millones de euros). Frente al laudo, YPF ha interpuesto un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y ante Corte Federal de Apelaciones en Asuntos Mercantiles, quien en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tiene efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. No obstante, EDF ha iniciado una acción en la Corte de Distrito del Estado de Delaware, en EE.UU., pretendiendo la ejecución del laudo arbitral. Asimismo, YPF ha sido notificada del proceso de ejecución promovido por EDF en París, Francia.
- *Controversia sobre la libre disponibilidad de divisas* en relación con las provenientes de las exportaciones realizadas por YPF durante el año 2002, como consecuencia del régimen cambiario establecido por el Decreto 1.606/2001 que, según ciertas interpretaciones, habría derogado implícitamente el régimen especial de libre disponibilidad de divisas provenientes de la exportación de hidrocarburos y derivados consagrado en el artículo 5 del Decreto 1.589/89. Este último establecía la libre disponibilidad del porcentaje de divisas provenientes de las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y/o gases licuados de libre disponibilidad, establecido en los concursos y/o renegociaciones o acordados en los contratos respectivos. En todos los casos el porcentaje máximo de libre disponibilidad de divisas no podrá exceder del 70% de cada operación.

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

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

- *Investigaciones de la Comisión CDNC.* En noviembre de 2003 y dentro del marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del Art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi treinta empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual –según la CNDC– YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición; y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF ha sido notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido violación alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores, por violaciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta violatoria de la Ley de Defensa de la Competencia, fue presentado ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. En diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.
- *Inclusión de cláusulas en contrato de suministro de GLP:* La CNDC ha iniciado un procedimiento para investigar el uso por YPF en contratos de suministro de GLP al por mayor de una cláusula que la CNDC entiende que impide que los compradores revendan el producto a terceros y por lo tanto, restringe la competencia en detrimento del interés económico general. YPF sostiene que los contratos no contienen una prohibición contra la reventa a terceros y ha ofrecido la pertinente prueba. En abril de 2007, fue presentado a la CNDC, sin reconocer conducta alguna en violación de la Ley de Defensa de la Competencia, un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, de no incluir esas cláusulas en los contratos futuros de suministro de GLP al por mayor, entre otras cosas, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso, suspenda la investigación y archive la causa. En noviembre de 2008, el Secretario de Comercio Interior notificó a YPF la aceptación del compromiso formulado por YPF y ordenó la suspensión de las actuaciones por el plazo de tres años.
- *Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.* La eficacia de ciertas autorizaciones de exportación de gas natural relacionadas con la producción en la Cuenca Noroeste otorgadas a YPF en virtud de las resoluciones de la Secretaría de Energía números 165/99, 576/99, 629/99 y 168/00 están siendo sometidas a un análisis por parte de dicha Secretaría para determinar la existencia de suficientes reservas adicionales de gas natural descubiertas o desarrolladas por YPF en dicha cuenca. El resultado de este análisis es incierto y podría tener un efecto adverso sobre el desarrollo de los contratos de exportación de gas natural relacionados con tales autorizaciones que, a su vez, podría determinar importantes costes y responsabilidades para YPF. La Sociedad ha presentado ante la Secretaría documentación que permite la continuación de las exportaciones de acuerdo con la Resoluciones 629/1999, 565/1999 y 576/1999. Estos permisos de exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina con volúmenes, respectivamente, de 900.000 m³/día, 600.000 m³/día y 175.000 m³/día.
- El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 1.009 (la “Nota”) por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las reservas en Área Ramos en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 167/97 (la “Autorización de Exportación”). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y Gas Atacama Generación, por

un volumen máximo diario de 530.000 m³/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación.

- *Asociación Superficiarios de la Patagonia (la “ASSUPA”).* En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño ambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños ambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (394 millones de euros). Se ha solicitado por las demandadas que se tenga a ASSUPA por desistido del procedimiento por no haber sido subsanados los defectos de la demanda, lo cual no ha sido aceptado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación. YPF ha requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991. YPF ha contestado la demanda y ha ofrecido pruebas.
- *Reclamaciones Ambientales en Dock Sud* dirigidas por vecinos de la zona contra una pluralidad de demandados entre los que se encuentra YPF, por daños individuales provocados en la salud de los actores y remediación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño ambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Este procedimiento se sigue ante la Corte Suprema de Justicia. Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras dos reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades basadas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades la remediación y subsidiariamente la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la Corte Suprema de Justicia dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca (Ley N° 26.168) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió –además– que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño ambiental, continuará ante la Corte Suprema de Justicia.

En otro orden de cosas, residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 51 millones de pesos como indemnización por daños personales, más intereses. Los reclamantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurrido en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado a al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la demanda con la finalidad de que el Gobierno indemne a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión.

- *Requerimiento de información por posibles supuestos de sub-inversión en relación con ciertas concesiones de la Provincia de Neuquén* emitidas mediante Notas del Secretario de Energía y Minería de dicha Provincia, bajo apercibimiento de aplicar la caducidad de las concesiones. YPF entiende que ha cumplido con las inversiones comprometidas en el Programa de Inversiones y Operación para las Áreas en que participa u opera. Con posterioridad a la presentación del correspondiente descargo por parte de YPF, por Resolución Secretaría de Estado de Recursos Naturales Provincia del Neuquén N° 178/08, la provincia del Neuquén reconoció que las inversiones informadas en los años 2006–2007 subsanan las diferencias del primer período certificando que YPF ha dado cumplimiento con las obligaciones a su cargo.
- *Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro.* El 15 de mayo de 2008 fue notificada a YPF, vía nota 245/08, la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que dichas concesiones de explotación estarían desatendidas,

desinvertidas, con caídas de producción o sin producción y con alto grado de compromiso ambiental. En virtud de lo anterior se intima a YPF para que efectúe el descargo de las imputaciones. Ha sido presentada impugnación de la citada resolución en tanto que dicho acto administrativo no otorga a YPF el derecho concedido en el artículo 8o de la Ley 17.319, consistente en la posibilidad de subsanar cualquier posible incumplimiento. Asimismo se ha presentado el correspondiente descargo. Con fecha 12 de noviembre de 2008 mediante el dictado de la Resolución 1143/08 se ordenó la apertura del período de prueba, estableciéndose pruebas periciales de distinta índole.

Ecuador

Petroecuador, la empresa estatal de hidrocarburos de Ecuador, se negó a acatar la decisión dirimente emitida por un consultor técnico, que le era desfavorable y que tenía carácter vinculante de acuerdo al mecanismo de resolución de disputas establecido en el Contrato de Participación del Bloque 16. La controversia se refería a la no pertinencia de un ajuste reclamado por Petroecuador en el cálculo de la participación, debido a la reducción de la tarifa de transporte SOTE. Para no someterse a la citada decisión, las autoridades del Ecuador, concretamente, la Contraloría General del Estado, intervinieron realizando un examen especial a Petroecuador, que afectaba a los mismos conceptos objeto del arbitraje técnico, emitiendo una liquidación administrativa o glosa (Nº 7.279), por la que Petroecuador reclamaba por aquel concepto contra de Repsol YPF 2,5 millones de barriles, la cual fue impugnada por Repsol YPF. En febrero de 2008, Petroecuador envió a Repsol YPF una factura por 191 millones de dólares (130 millones de euros) relativa a la citada Glosa. Finalmente, el 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Petroecuador y Repsol YPF Ecuador S.A, por medio de la cual se compensaron recíprocos créditos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, incluyéndose entre ellos los derivados de la citada Glosa No. 7.279, poniéndose fin a la controversia.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16 (Repsol YPF Ecuador S.A., Murphy Ecuador Oil Co., CRS Resources (Ecuador) LDC, y Overseas Petroleum and Investment Corporation), disconformes con la aplicación del nuevo gravamen sobre las ganancias extraordinarias, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación. Constituido el Tribunal arbitral a principios de febrero de 2009, el 16 de febrero Repsol reitera ante el mismo su solicitud de medidas cautelares. El 19 de febrero de 2009 Petroecuador reclama ejecutoriamente al consorcio contratista el importe no pagado de la participación sobre ganancias extraordinarias, habiendo solicitado Repsol al CIADI, como medida preventiva, la paralización de tales actuaciones.

Argelia

Sonatrach ha iniciado un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando que se declare adecuada la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamando daños y perjuicios. El tribunal Arbitral ha acordado las condiciones del traspaso provisional de las actividades a Sonatrach, como fue solicitado por las tres empresas, sujetando sus consecuencias económicas al laudo que se dicte sobre el fondo. Sonatrach, Repsol YPF y Gas Natural ya han formulado sus respectivas reclamaciones, solicitando Sonatrach una indemnización de, aproximadamente, 800 millones de dólares, mientras que Repsol YPF y Gas Natural reclaman la cantidad de, aproximadamente, 2.400 millones de dólares (1.724 millones de euros). El resultado final del procedimiento se estima que no va a tener ningún impacto negativo significativo en estas cuentas anuales.

Unión Europea

- **Mercado del Caucho.** La Comisión Europea inició investigaciones en diversos mercados relacionados con la fabricación de neumáticos. Hacia finales de 2002, General Química S.A., filial de Repsol YPF que fabrica caucho y aditivos de caucho, junto con otras compañías de Europa y de EE.UU. fueron investigadas en el contexto de un procedimiento antitrust. Como consecuencia de dicha investigación fue impuesta a General Química una sanción de 3 millones de euros, declarando a Repsol Química y Repsol YPF responsables solidarios. Esta decisión fue impugnada ante el Tribunal de Primera Instancia de la Unión Europea, que en sentencia de 18 de diciembre de 2008 desestimó el recurso. Contra dicha sentencia Repsol YPF y Repsol Química interpondrán recurso de casación.
- **Mercado de Asfaltos:** Hacia la misma fecha Repsol YPF Lubricantes y Especialidades S.A. ("RYLESA"), una filial de Repsol YPF que produce, entre otros, productos asfálticos, junto con otras compañías fueron investigadas en el curso de un procedimiento antitrust. Como consecuencia de la investigación la Comisión Europea impuso a RYLESA una multa de 80,5 millones de euros, declarando a Repsol Petróleo y Repsol YPF solidariamente responsables.

Esta decisión se encuentra asimismo impugnada ante el Tribunal de Primera Instancia de la Unión Europea, sin que a la fecha de esta información se haya dictado resolución.

- **Parafinas:** De la misma forma la Comisión Europea inició procedimientos administrativos para sancionar a ciertas compañías del Grupo Repsol por supuestas prácticas colusorias en el mercado de la parafinas. En octubre de 2008 fue dictada resolución imponiendo una sanción de 19,8 millones de euros a dichas sociedades. La sanción ha sido impugnada ante el Tribunal de Primera Instancia de la Unión Europea.

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

En el balance consolidado a 31 de diciembre de 2008 y 2007 figuran registrados 468 millones de euros y 586 millones de euros, respectivamente, en los epígrafes "Provisiones no corrientes" y "Provisiones corrientes" para cubrir los riesgos derivados de estas contingencias (este importe no incluye provisiones por riesgos fiscales, descritos en la nota 25).

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

38

Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2008 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura con derivados para cubrir las siguientes situaciones:

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

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2008 y 2007 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

31 DE DICIEMBRE DE 2008						Millones de euros
Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable	
1. Derivados de cobertura:	131	149	(285)	(15)	(20)	
1.1 De Valor razonable:	65	8	–	(5)	68	
de precio de producto	–	–	–	–	–	
de tipo de cambio	–	8	–	(2)	6	
de tipo de interés	64	–	–	–	64	
de tipo de cambio e interés	1	–	–	(3)	(2)	
1.2 De Flujos de efectivo:	–	14	(155)	(6)	(147)	
de precio de producto	–	5	–	(1)	4	
de tipo de cambio	–	5	–	(5)	–	
de tipo de interés	–	4	(155)	–	(151)	
1.3 De Inversión neta	66	127	(130)	(4)	59	
2. Otros derivados	15	108	(34)	(54)	35	
TOTAL (1)	146	257	(319)	(69)	15	

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 275 millones de euros.

31 DE DICIEMBRE DE 2007						Millones de euros
Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable	
1. Derivados de cobertura:	700	52	(11)	(24)	717	
1.1 De Valor razonable:	9	51	–	–	60	
de precio de producto	–	49	–	–	49	
de tipo de cambio	–	–	–	–	–	
de tipo de interés	9	–	–	–	9	
de tipo de cambio e interés	–	2	–	–	2	
1.2 De Flujos de efectivo:	14	1	(11)	(10)	(6)	
de precio de producto	1	1	–	(7)	(5)	
de tipo de cambio	–	–	–	(3)	(3)	
de tipo de interés	13	–	(11)	–	2	
1.3 De Inversión neta (1)	677	–	–	(14)	663	
2. Otros derivados	–	5	(170)	(12)	(177)	
TOTAL	700	57	(181)	(36)	540	

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 292 millones de euros.

38.1

Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

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

Permutas sobre el precio del crudo

Repsol YPF, a través de su participación en YPF, S.A., tenía contratado un “swap” o permuta sobre el precio del crudo con el objeto de cubrir el cambio en el valor corriente de las entregas bajo un contrato de venta anticipada. En virtud de esta permuta de precio, se recibían precios variables de mercado y se pagaban precios fijos. A 31 de diciembre de 2007, aproximadamente 1 millón de barriles de crudo se encontraban protegidos bajo dicho contrato. En mayo de 2008 ha sido liquidado este “swap” como consecuencia del vencimiento del contrato de venta anticipada.

Este swap estaba definido como cobertura de valor razonable relativa al precio del barril de crudo. A 31 de diciembre de 2007 el valor razonable de este swap fue de 49 millones de euros.

El efecto de esta operación en la cuenta de resultados corresponde al importe de la variación del valor razonable del instrumento de cobertura neto de la variación del valor razonable del elemento cubierto, que en los ejercicios 2008 y 2007 ha sido nulo al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Opciones sobre tipos de interés

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

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

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de 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 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

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

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

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés ha sido de 64 y 9 millones de euros respectivamente, registrados en el activo del balance de situación adjunto.

El efecto en la cuenta de resultados en relación con el instrumento de cobertura, así como con el elemento cubierto, ha ascendido a 55 y 17 millones de euros en 2008 y 2007 respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe “Resultado financiero” al no existir ningún tipo de ineffectividad.

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

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés para cubrir el valor razonable de las operaciones financieras contratadas. El detalle de dichas operaciones a 31 de diciembre de 2008 y 2007, es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008		VENCIMIENTOS						Millones de euros	
		2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable
VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato/nocional (BRL)		1	1	1	1	–	–	4	1
Tipo medio a pagar (BRL)	CDI + 4,97%	101,90% CDI 129%CDI	101,90% CDI 129%CDI	101,90% CDI 129%CDI	101,90% CDI	–	–	–	–
Tipo medio a cobrar (USD)	USD + 8,30%	LIBOR A.T + 0,60% A.A US\$ + 10,59% A.A	LIBOR A.T + 0,60% A.A US\$ + 10,59% A.A	LIBOR A.T + 0,60% A.A US\$ + 10,59% A.A	LIBOR A.T + 0,60% A.A	–	–	–	–
VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato/nocional (BRL)		5	–	–	–	–	–	5	(3)
Tipo medio a pagar (BRL)		101,90% CDI 113,04%CDI	–	–	–	–	–	–	–
Tipo medio a cobrar (USD)		LIBOR A.T + 0,60% A.A US\$ + 7,66% A.A	–	–	–	–	–	–	–

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable	
VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato/nocional (MXN)	308	-	-	-	-	-	308	2	
Tipo medio a pagar (EUR)	8%	-	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor + 20,5 pb	-	-	-	-	-	-	-	

El efecto registrado en la cuenta de resultados en relación con estas permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés en los ejercicios 2008 y 2007 ha ascendido a 11 y 6 millones de euros, respectivamente, registrados con un impacto nulo en el epígrafe "Resultado financiero" al no existir ningún tipo de ineffectividad.

Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable (1)	
USD/EURO (2)									
Importe Contrato (USD)	136	-	-	-	-	-	136	6	
Tipo de cambio medio de contrato	1,4359								
MAD/EURO (2)									
Importe Contrato (USD)	2	-	-	-	-	-	2	-	
Tipo de cambio medio de contrato	8,13								

(1) En millones de euros equivalentes

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

El efecto registrado en la cuenta de resultados en relación con estos contratos de compra-venta de divisas a plazo ha ascendido a 2 millones de euros en el ejercicio 2008, con un impacto nulo en la cuenta de resultados, al no existir ningún tipo de ineffectividad.

38.2

Coberturas de Flujo de Efectivo

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

Operaciones de cobertura de precios de la materia prima

A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas permutas financieras de cobertura sobre el precio de gas natural y la electricidad denominadas en euros por un importe neto nominal de 27 millones de euros y con un valor razonable neto positivo de 4 millones de euros.

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

Operaciones sobre tipos de interés

I. Permutas financieras de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable	
I. VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	750	-	-	750	(34)	
Tipo medio a pagar (EUR)				4,23%					
Tipo medio a cobrar (EUR)				Euribor 3m					
Importe Contrato/nocional (MXN)	10	-	-	-	-	-	10	-	
Tipo medio a pagar (MXN)	TIIIE 28 días								
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIIIE 28 días								
Importe Contrato/nocional (USD)	-	-	-	-	-	397	397	(85)	
Tipo medio a pagar (USD)						5,27%			
Tipo medio a cobrar (USD)						Libor 3m			
Importe Contrato/nocional (EUR)	371	371	186	1	2	2	931	(3)	
Tipo medio a pagar (EUR)	3,15%	3,15%	3,15%	3,30%	3,07%	3,74%			
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m			
Importe Contrato/nocional (EUR)	62	-	-	-	-	-	62	-	
Tipo medio a pagar (EUR)	3,67%								
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	62	609	62	-	-	733	(25)	
Tipo medio a pagar (EUR)		3,77%	3,82%	3,77%					
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 1m	Euribor 1m	Euribor 1m					
Importe Contrato/nocional (ARS)	-	1,94	-	-	-	-	1,94	-	
Tipo medio a pagar (ARS)		17,25%							
Tipo medio a cobrar (ARS)		Badlar							

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable	
I. VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,3085	-	1	185	2	5	194	7	
Tipo medio a pagar (EUR)	3,32%	3,32%	3,32%	3,40%	3,07%	3,25%	-	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m			
Importe Contrato/nocional (MXN)	308,447	-	-	-	-	-	308	-	
Tipo medio a pagar (MXN)	9,99%	-	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (MXN)	TIE 28 días	-	-	-	-	-	-	-	
Importe Contrato/nocional (USD)	4	4	16	4	4	23	55	(4)	
Tipo medio a pagar (USD)	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	-	-	
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	-	-	
Importe Contrato/nocional (USD)	-	-	-	-	-	397	397	(8)	
Tipo medio a pagar (USD)	-	-	-	-	-	5,27%	-	-	
Tipo medio a cobrar (USD)	-	-	-	-	Libor 3m	-	-	-	
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	-	750	-	750	5	
Tipo medio a pagar (EUR)	-	-	-	-	4,23%	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	-	-	-	Euribor 3m	-	-	-	
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	62	-	-	-	-	62	1	
Tipo medio a pagar (EUR)	-	3,67%	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	Euribor 3m	-	-	-	-	-	-	
Importe Contrato/nocional (ARS)	35	-	-	-	-	-	35	-	
Tipo medio a pagar (ARS)	11,40%	-	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio a cobrar (ARS)	CER	-	-	-	-	-	-	-	

II. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable	
I. COLLAR									
Importe Contrato/nocional (EUR)	5,17	1,93	1,19	3,97	0,77	1,60	14,63	-	
Opción Cap compra	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tipo medio a pagar	5,32%	5,20%	5,64%	5,38%	5,60%	5,55%			
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor			
Opción Floor venta									
Tipo medio a pagar	3,54%	3,30%	3,62%	4,01%	3,54%	3,44%			
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor			
2. OPCIÓN FORWARD STARTING									
Importe Contrato/nocional (BRL)	1,28	-	-	-	-	-	1,28	-	
Opción Cap compra	14,30%	-	-	-	-	-	-	-	
Tipo a pagar	100% CDI	-	-	-	-	-	-	-	
Tipo a cobrar									
31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable	
I. COLLAR									
Importe Contrato/nocional (EUR)	1,54	4,63	1,54	0,93	1,85	3,08	13,57	-	
Opción Cap compra									
Tipo medio a pagar	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,68%	5,01%			
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor			
Opción Floor venta									
Tipo medio a pagar	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,63%	2,91%			
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor			
2. COLLAR CON BARRERAS									
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,31	-	-	-	0,93	-	1,24	-	
Opción Cap compra									
Tipo medio a pagar	4,74%	-	-	-	4,74%	-			
Tipo medio a cobrar	Euribor				Euribor				
Opción Floor venta									
Tipo medio a pagar	4,74%	-	-	-	4,74%	-			
Tipo medio a cobrar	Euribor				Euribor				

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

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS								Millones de euros
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable	
VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato (USD)	13						13	2	
Tipo medio a pagar (ARS)	14,30%								
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 6m								
VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato (USD)	3	12	2	3	3	14	37	(6)	
Tipo medio a pagar (USD)	6,38%								
Tipo medio a cobrar (USD)	Libor 3m								

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS								Millones de euros
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable	
VARIABLE A FIJO									
Importe Contrato (USD)	-	18	-	-	-	-	18	-	
Tipo medio a pagar (ARS)	14,30%								
Tipo medio a cobrar (ARS)	LIBOR 6M								

Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2008 y 2007 Repsol YPF a través de su participación en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L., Gas Natural y otras filiales tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de flujo de caja por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS								Millones de euros
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable (1)	
USD/EURO (2)									
Importe Contrato (USD)	165	2	2	2	2	4	177	(5)	
Tipo de cambio medio de contrato	1,3883								
USD/EURO (2)									
Importe Contrato (USD)	37	3	-	-	-	-	40	-	
Tipo de cambio medio de contrato	1,3823	1,3752							
JPY/EURO (2)									
Importe Contrato (JPY)	21	-	-	-	-	-	21	5	
Tipo de cambio medio de contrato	156,45								

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS								Millones de euros
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable (1)	
USD/EURO (2)									
Importe Contrato (USD)	199	3	3	3	3	8	219	(3)	
Tipo de cambio medio de contrato	1,48	1,27	1,28	1,29	1,30	1,32			

(1) En millones de euros equivalentes

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

38.3

Coberturas de Inversión Neta

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

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

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

I. Contratos de compra-venta de divisas a plazo

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros, a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS								Millones de euros
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable (1)	
EURO/USD (2)									
Importe Contrato (EUR)	1.678	-	-	-	-	-	1.678	124	
Tipo de cambio medio de contrato	1,2846								

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS								Millones de euros
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	Valor Razonable (1)	
EURO/USD (2)									
Importe Contrato (EUR)	179	-	-	-	-	-	179	(14)	
Tipo de cambio medio de contrato	1,59								

(1) En millones de euros equivalentes

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

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

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	
Millones de euros								
FIJO A FIJO								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	342	-	750	700	658	2.450	(195)
Tipo medio a pagar (USD)	-	3,02%	-	4,97%	5,25%	4,95%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	4,42%	-	4,22%	4,41%	4,41%		

Adicionalmente a los instrumentos detallados en el cuadro anterior, el Grupo tiene contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura con fecha 21 de febrero de 2008 y que desde entonces son considerados especulativos (ver epígrafe 38.4 II de esta nota). En el momento de la discontinuación su fair value ascendía a 130 millones de euros que se encuentran registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta.

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

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	
Millones de euros								
FIJO A FIJO								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	1.175,0	-	750,0	2.200,0	4.125,0	677
Tipo medio a pagar (USD)	-	-	7,16%	-	4,97%	5,26%	-	-
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	-	6%	-	4,22%	4,52%	-	-

38.4

Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no califican como cobertura contable.

El efecto registrado en la cuenta de resultados de los ejercicios 2008 y 2007, tanto por los instrumentos vivos a 31 de diciembre como por los instrumentos liquidados durante el ejercicio, han ascendido a un ingreso de 86 y 63 millones de euros, respectivamente, registrados en el “Resultado financiero” y a un ingreso de 36 millones de euros en 2008 y a un gasto de 50 millones de euros en 2007 registrados en el “Resultado de explotación”.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

I. Permutas financieras sobre tipos de interés

- Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2007 ascendía a 170 millones de euros registrados como pasivo. Estas permutas financieras han sido liquidadas en el ejercicio 2008 y el resultado de la liquidación ha sido un gasto de 0,2 millones de euros.

La pérdida acumulada registrada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” a 31 de diciembre de 2008 y 2007 asciende a 43 y 47 millones de euros, respectivamente y será amortizada a lo largo de la vida de las acciones preferentes que cubrían. El importe de los “Ajustes por cambio de valor” traspasado a resultados en el ejercicio 2008 y 2007 por este concepto ha ascendido a un gasto de 4 millones de euros en cada ejercicio.

- Adicionalmente, el Grupo ha contratado permutas financieras para cubrir económicamente el riesgo de tipo de interés que no califican como cobertura contable a 31 de diciembre de 2008 con el siguiente desglose:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2008	2009	2010	2011	2012	Siguientes	Total	
Millones de euros								
1. VARIABLE A FIJO								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	-	300	(18)
Tipo medio a pagar (EUR)		6,00%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		Euribor 3m + 0,51%						

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

Durante 2008 se han discontinuado operaciones de permutas mixtas utilizadas como cobertura de inversión neta por importe de 2.175 millones de euros, de los cuales se cancelaron a lo largo del año operaciones por importe de 1.875 millones de euros.

Las permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés correspondientes a las coberturas discontinuadas que no han sido canceladas en el ejercicio 2008 y que permanecen en los estados financieros del Grupo como derivados especulativos no considerados como cobertura contable son las que se detallan a continuación:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	
Millones de euros								
FIJO A FIJO								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	-	300	121
Tipo medio a pagar (USD)		6,94%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		6,00%						

La valoración a mercado de estos instrumentos financieros hasta el momento de la discontinuación de la cobertura ascendía a 130 millones de euros (ver epígrafe 38.3 ii de esta nota). La variación del valor razonable de los mismos desde el momento de la discontinuación de la cobertura hasta el 31 de diciembre de 2008 (9 millones de euros) ha sido registrado como pasivo por instrumentos derivados no considerados como cobertura contable.

III. Otros contratos a plazo

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de cambio. El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el activo del balance de situación a 31 de diciembre de 2008 y 2007 es el siguiente:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable	
EURO/USD									
Importe Contrato (EUR)	2.106	-	-	-	-	-	2.106	48	
Tipo de cambio medio de contrato	1,3585								
USD/EURO									
Importe Contrato (USD)	1.275	-	-	-	-	-	1.079	(27)	
Tipo de cambio medio de contrato	1,3618								
CLP/USD									
Importe contrato (CLP)	47	-	-	-	-	-	47	-	
Tipo cambio medio de contrato	643,49								
USD/PEN									
Importe contrato (USD)	18	-	-	-	-	-	18	-	
Tipo cambio medio de contrato	3,12								

31 DICIEMBRE 2007	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable	
EURO/USD									
Importe Contrato (EUR)	625	-	-	-	-	-	625	2	
Tipo de cambio medio de contrato	1,47	-	-	-	-	-	-		
USD/EURO									
Importe Contrato (USD)	213	-	-	-	-	-	213	(3)	
Tipo de cambio medio de contrato	1,44	-	-	-	-	-	-		
EURO/BRL									
Importe contrato (BRL)	11	-	-	-	-	-	11	-	
Tipo cambio medio de contrato	3,00	-	-	-	-	-	-		

(1) En millones de euros.

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

IV. Equity Swaps

Gas natural ha firmado contratos de Equity Swaps con las entidades UBS Limited, ING Belgium y Société Générale representativas del 9,40% del capital social, sobre un total de 85,886.762 acciones de Unión Fenosa, S.A como subyacente, que permite a Gas Natural liquidar la operación, bien por diferencias (liquidación en efectivo), bien mediante la adquisición de las mencionadas acciones (liquidación física) a partir de la obtención de las autorizaciones necesarias para ello. Cada acuerdo establece un rango de precio máximo (entre 17,13 y 17,57 euros por acción, en función del acuerdo). El valor razonable registrado en el balance a 31 de diciembre de 2008 por estas operaciones asciende a 11 millones de euros.

V. Contratos a futuro sobre productos

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

A 31 de diciembre de 2008 y 2007, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

31 DICIEMBRE 2008	VENCIMIENTOS							Millones de euros	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Valor Razonable	
CONTRATOS DE COMPRA									
WTI	523	523	-	-	-	-	523	(1)	
NYMEX HHO	42	42	-	-	-	-	42	-	
IPE GO (*)	113	113	-	-	-	-	113	(6)	
RBOB	35	35	-	-	-	-	35	-	
CONTRATOS DE VENTA									
WTI	1.707	1.707	-	-	-	-	1.707	-	
IPE GO (*)	138	138	-	-	-	-	138	-	
IPE BRENT	834	834	-	-	-	-	834	(2)	
NYMEX HHO	570	570	-	-	-	-	570	6	
SWAPS									
WTI	2.600	2.600	-	-	-	-	2.600	15	
Brent	11.211	11.211	-	-	-	-	11.211	(4)	
JET	63	63	-	-	-	-	63	12	
HHO	295	295	-	-	-	-	295	-	
GO (*)	49	49	-	-	-	-	49	-	
Propano (*)	50	50	-	-	-	-	50	-	
Fuel Oil (*)	50	50	-	-	-	-	50	-	
Nafta (*)	6	6	-	-	-	-	6	-	

(*) En miles de toneladas

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

(*) En miles de toneladas

Adicionalmente el epígrafe de balance "Otros deudores" incluye 7 millones de euros correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 4.22 de la nota 4.

39

Información sobre medio ambiente

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

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

39.1

Activos ambientales

A 31 de diciembre de 2008, el coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

Millones de euros			
	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	403	(205)	198
Agua	623	(368)	255
Calidad de productos	1.348	(614)	734
Suelos	238	(69)	169
Ahorro y eficiencia energética	284	(144)	140
Residuos	43	(13)	30
Otros	451	(287)	164
	3.390	(1.700)	1.690

El coste incluye 310 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2008 destacan, como en años anteriores, las requeridas para alcanzar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos exigida en la nueva normativa española y argentina, por un total de 56 millones de euros. Como proyectos singulares en este ámbito cabe mencionar la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con una inversión ambiental de 12 millones de euros.

También han sido significativas las inversiones destinadas a controlar, reducir y/o evitar emisiones contaminantes, destacando entre otras, las destinadas a la protección atmosférica, del medio hídrico y del suelo y las aguas subterráneas. Entre estas cabe señalar, la continuación del desarrollo de la planta de OHP (Oxidación por Hidroperóxido) para el tratamiento de efluentes en la petroquímica de Tarragona (España) con una inversión de 3 millones de euros en 2008.

39.2

Provisiones Ambientales

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

El movimiento de las provisiones por actuaciones ambientales en el ejercicio 2008 es el siguiente:

Millones de euros	
Saldo a 1 de enero de 2008	178
Dotaciones con cargo a resultados	133
Aplicaciones con abono a resultados	(2)
Cancelación por pago	(69)
Reclasificaciones y otros movimientos	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2008	237

Adicionalmente, la "Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF" establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe "Provisión por Desmantelamiento de Campos" cuyo saldo a 31 de diciembre de 2008 asciende a 826 millones de euros (ver nota 20).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2008 de las provisiones ambientales hay que destacar 110 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (incluidos también en el importe de provisiones detallado en la nota 37).

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

39-3

Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2008 han ascendido a 363 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “otros gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 208 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2008 (si bien, de acuerdo con lo descrito en la nota 9 el gasto neto por la emisión de CO₂ ha ascendido a aproximadamente 16 millones de euros en 2008, ver notas 9 y 20), así como las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la remediación de suelos y abandonos, la gestión de los residuos y la gestión del agua por importes de 31, 29, 41 y 22 millones de euros, respectivamente.

39-4

Actuaciones futuras

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

En el ámbito del cambio climático, el 12 de diciembre de 2008 se alcanzó por parte del Parlamento Europeo un acuerdo por el que se aprobaba la Directiva de Comercio de Emisiones a partir de 2013. Los principales aspectos a destacar de la Directiva son los siguientes:

- El número de derechos a asignar durante el periodo 2013–2020 se reducirá un 21% respecto a las emisiones de 2005. El techo de asignación anual irá reduciéndose linealmente un 1,74%.
- La asignación gratuita se realizará sobre la base de benchmarking y se irá sustituyendo de forma progresiva por subasta de derechos. El número de derechos a subastar se incrementará de forma lineal desde un 20% en 2013 hasta llegar a un 70% en 2020. Esto afectará a todos los sectores industriales a excepción del sector eléctrico. El 50% de los ingresos procedentes de dichas subastas se invertirán en financiación de planes y medidas de mitigación y medidas de adaptación.
- Más de 300 millones de derechos de la reserva de nuevos entrantes se dedicarán hasta 2015 para financiar proyectos de captura y secuestro de carbono y proyectos de energías renovables.
- Los sectores industriales determinados por la Comisión Europea como susceptibles de pérdida de competitividad debido a su consumo energético, podrán optar a que se les asigne el 100% de los derechos. Estos sectores tendrán que estar identificados antes de diciembre de 2009.

Por otro lado, en 2006 se aprobó en Argentina la ley 26.093, que contempla la incorporación de biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa es obligatoria a partir del cuarto año de entrada en vigor y supone inversiones dirigidas fundamentalmente a la obtención de los biocombustibles, su incorporación a los derivados del petróleo y su distribución logística. La Compañía, desde mediados de 2007, está comercializando el denominado gasoilbio (mezcla de gasoil con biocombustibles) en un número creciente de estaciones de servicio. La proporción de biocombustibles, que actualmente es de un 1%, se irá incrementando para poder cumplir con la exigencia del 5% que establece dicha ley.

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

A finales de 2007, la Comisión europea presentó una propuesta de revisión de la Directiva IPPC (Integrated Prevention Pollution Control), la cual continúa en discusión, que amplía el ámbito a otras actividades contaminantes, tales como instalaciones de combustión medianas (entre 20 y 50 MW), establece valores límite de emisión más estrictos para las grandes instalaciones de combustión que antes quedaban fuera de esta Directiva y propone la realización de inspecciones anuales en los centros industriales que comparen los valores emitidos con los establecidos por las Mejores Tecnologías Disponibles. Por otro lado, también se está revisando el BREF (Best available Technologies Reference) de refinación en el cual se señala que la Autorización Ambiental Integrada se deberá renovar cada cuatro años.

En España, en octubre 2007 se aprobó la Ley 26/2007 que transpone la Directiva 35/2004 sobre responsabilidad medioambiental. El 23 de Diciembre de 2008 fue publicado el reglamento correspondiente que establece las metodologías relativas a la determinación de escenarios de riesgos y fijación de costes de reparación que permitan definir coberturas para garantías financieras por responsabilidad medioambiental. La exigibilidad de la constitución de la garantía financiera se determinará por una Orden Ministerial del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino a partir del 30 abril de 2010.

40

Remuneración de los auditores

En el ejercicio 2008, el importe de los honorarios devengados por el Auditor y su organización por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 7,6 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,8 millones de euros y 0,03 millones de euros, respectivamente.

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

41

Hechos posteriores

A la fecha de formulación de estas cuentas no existen hechos posteriores que deban ser detallados en esta nota.

Anexo I Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2008

Nombre	País	Sociedad Matriz	Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	764,3	496,5	-	1.478,0
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Producción y comercialización de derivados	I.G.	100,00	100,00	5,4	(0,6)	62,0	-	66,8
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	1,3	-	3,2
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	11,3	1,3	-	10,5
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	(0,1)	-	-	0,3
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARSA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,23	100,00	0,1	2,0	3,6	-	5,7
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	39,0	89,3	-	128,4
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	(2,0)	(0,8)	-	(2,7)
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	128,1	42,2	14,7	-	185,1
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	100,1	-	57,5	(57,5)	25,0
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	100,1	19,2	46,5	(57,5)	27,1
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	M.P.	22,22	22,22	181,1	-	-	-	40,2
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	M.P.	22,22	100,00	181,1	(81,2)	17,0	-	26,0
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	3,8	3,0	5,7	-	12,5
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	54,5	4,1	21,3	-	79,9
Repsol LNG, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol comercializadora de Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,5	(0,5)	-	0,1
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	20,7	(20,7)	(0,8)	-	(0,8)
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,42	100,00	2,0	0,1	0,7	-	1,8
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	M.P.	37,50	37,50	1,0	(0,9)	-	-	-
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	-	4,0	20,6	-	24,6
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	380,8	175,4	-	615,0
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	M.P.	100,00	100,00	1,3	(1,9)	-	-	(0,5)
National Gaz	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	100,00	100,00	0,4	1,7	0,5	-	2,6
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	16,8	6,6	9,4	-	27,8
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	(0,1)	0,1	-	0,3
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	42,50	50,00	-	0,8	-	-	0,3
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de GLP	M.P.	75,73	100,00	-	(0,5)	-	-	(0,3)
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	6,8	2,4	7,5	-	16,8
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,6	26,0	11,4	-	37,9
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	100,00	100,00	-	0,4	0,5	-	0,9
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	M.P.	25,07	25,07	1,0	5,0	0,1	-	1,5
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	83,1	40,3	18,5	-	141,8
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	60,3	8,7	31,5	(25,5)	33,7
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,78	99,78	41,0	4,3	8,7	-	53,8
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,62	99,84	0,4	(0,3)	0,2	-	0,3
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Butano, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A./R. YPF Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,8	1,1	2,8	-	5,7
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	(4,1)	(0,7)	-	7,1
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	7,3	(4,7)	(5,9)	-	(3,3)
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	(0,1)	(1,2)	-	(0,3)
Via Red Servicios Logísticos, S.A.	España	Repsol Butano, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	M.P.	99,49	99,49	0,8	(0,3)	0,1	-	0,6
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,8	549,5	186,6	(90,0)	975,9
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	2,6	(0,1)	-	2,5
Campsa Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	8,4	18,0	21,8	-	46,6
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	M.P.	44,90	45,00	15,1	(6,7)	0,6	-	4,0
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	M.P.	22,45	22,50	0,1	3,0	0,4	-	0,8
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	M.P.	33,18	33,25	0,1	1,2	0,9	-	0,7
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	99,78	100,00	-	0,8	(0,3)	-	0,5
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	69,85	70,00	1,5	0,3	0,3	-	1,5
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	99,78	100,00	7,3	22,0	20,8	-	49,9
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	49,89	50,00	39,4	5,7	1,0	-	23,0
Terminales Canarios, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de pptos. petrolíferos	I.P.	49,89	50,00	19,8	2,2	0,9	-	11,4
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de pptos. petrolíferos	M.P.	14,25	15,00	84,1	287,5	151,6	(280,1)	34,6
CLH Aviación, S.A. (3)	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de pptos. petrolíferos	M.P.	14,25	100,00	21,7	32,1	-	-	7,7
Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	15,0	(1,9)	-	13,3
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	2,4	-	-	3,2
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	341,8	18,1	-	418,9
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de pptos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	(0,2)	0,1	-	0,1
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	-	1,2	1,2	-	2,4

Nombre	País	Sociedad Matriz	Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Caiageste – Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	M.P.	50,00	50,00	–	0,1	(0,1)	–	–
Abastecimientos e Serviços de Avia – ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	M.P.	50,00	50,00	–	–	–	–	–
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. – SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	M.P.	25,00	25,00	–	–	–	–	–
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,0	0,9	–	32,5
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	151,3	122,6	(80,0)	49,4
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	58,4	15,0	–	19,9
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petroleo, S.A	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	0,1	302,3	77,5	–	379,9
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	437,0	134,0	(70,1)	534,3
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de ptdos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	–	–	–	0,1
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.367,2	345,5	–	1.737,3
Repsol LNG Holding, (antes Exploración Trinidad, S.A.)	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	13,3	(5,1)	–	10,1
Gas Natural West Africa S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.		I.P.	72,34	100,00	6,9	–	(4,1)	–	2,0
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	6,6	(1,0)	–	7,5
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,6)	(12,0)	–	(10,6)
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,0	160,1	(38,2)	–	125,9
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,8	924,4	202,2	–	1.134,4
Akakus Oil Operations AG/Respol Oil Operation	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,7	0,3	–	2,1
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,7	110,0	19,6	–	134,3
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	25,1	10,9	–	36,1
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	M.P.	29,66	29,66	72,2	7,0	3,4	(5,4)	22,9
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. (3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	M.P.	29,66	100,00	–	–	–	–	–
Repsol Exploración Securé, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	(0,6)	0,3	–	1,5
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,8	127,0	60,6	–	203,4
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	20,00	20,00	1.167,4	15,4	(24,6)	–	231,6
TGP, S.A.	Perú	Perú Pipeline Holding Co. LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	10,00	10,00	149,7	222,0	10,5	–	38,2
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(16,5)	–	(16,4)
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16,0	7,2	7,3	–	30,6
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	0,1	–	–	0,1
Repsol Exploración Kazakhstán, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	–	(2,3)	–	(2,2)
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	M.P.	25,00	25,00	–	19,5	(0,1)	–	4,9
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(1,1)	–	(0,9)
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	(1,4)	(0,6)	–	0,8
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	4,1	(16,6)	–	(12,6)
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	246,8	(83,8)	(2,9)	–	160,1
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,9	6,0	–	–	20,9
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11,8	52,8	2,1	–	66,7
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	(5,5)	(0,9)	–	(6,4)
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	–	(17,4)	(4,8)	–	(11,1)
Petroquiriquire, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	3,9	316,1	141,9	–	184,8
Quiquiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	104,1	50,3	–	92,8
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	–	(1,6)	–	(1,5)
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	879,4	(1.620,8)	862,9	–	36,4
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG (consolidada en BCS dentro 822)	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	121,4	542,4	247,9	–	273,5
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,5	–	–	0,8
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	401,7	23,1	–	650,6
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	30,00	30,00	229,9	(58,3)	(164,9)	–	2,0
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.253,6	(98,2)	(22,7)	–	2.132,8
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	28,5	(0,1)	(2,7)	–	25,7
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.195,1	(105,0)	(29,7)	–	2.060,3
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	7,1	(1,7)	(3,1)	–	2,3
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21,8	(14,8)	0,6	–	7,7
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Murzuq SA	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,3	–	0,1	–	0,4
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	90,1	75,1	15,5	–	180,6
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	1,7	(1,0)	–	1,0
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	105,6	91,6	(54,2)	–	73,0
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	60,3	1,0	1,1	–	31,9
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,4	8,9	7,6	–	18,9
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	–	–	0,1	–	0,2
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	256,0	1.128,3	145,9	–	1.530,3
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	–	156,8	65,5	–	222,3
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		Sociedad de cartera	M.P.	20,00	20,00	175,2	–	330,5	(330,5)	35,0
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	M.P.	20,00	100,00	175,2	111,1	310,7	(330,5)	53,3
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,7	350,7	(49,0)	–	302,3
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	–	–	–	–	–
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	–	(19,8)	18,8	–	(1,0)
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	30,8	171,4	–	666,0
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	0,00	8,1	50,1	26,8	–	85,0
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	13,6	45,6	3,0	–	62,2
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE		Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,1	2,9	1,7	–	9,7
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3,6	(1,3)	(0,5)	–	1,8
Repsol Canada LNG, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	194,0	(62,7)	(21,4)	–	109,9
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	13,7	(3,1)	(1,5)	–	9,1
Repsol Occidental Corporation	Estados Unidos	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	133,5	315,8	(369,3)	20,1

Nombre	País	Sociedad Matriz	Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	(8,7)	(246,9)	–	(195,1)
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	(5,8)	(8,3)	–	3,4
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	17,3	(1,4)	–	18,9
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	M.P.	39,00	39,00	1,8	2,7	4,3	–	3,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	20,9	(10,5)	–	13,6
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	M.P.	49,99	49,99	33,7	16,0	0,6	–	25,2
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	M.P.	50,00	50,00	0,1	0,6	0,2	–	0,5
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de Productos Petroquímicos	M.P.	50,00	50,00	–	–	–	–	–
Repsol Polimeros LDA	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	303,3	68,6	(56,5)	–	315,4
Repsol Electricidade e Calor,ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	M.P.	66,67	66,67	–	–	–	–	–
Repsol Chemie Deutchland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,9	–	1,5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	–	1,0	(2,4)	–	(1,5)
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	24,7	(6,5)	–	20,6
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./Repsol Exploracion, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	30,85	448,0	4.610,0	992,0	(214,0)	1.800,2
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	94,8	22,1	89,1	–	63,5
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL) (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	22,39	72,60	0,1	70,7	119,3	(45,0)	32,5
Metragaz, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	22,30	72,30	3,4	0,9	1,0	–	1,2
Gas Natural transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	14,9	44,0	8,9	(7,2)	18,7
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	26,8	(0,6)	(9,2)	–	5,2
El Andalus LNG SPA (3)	Argelia	Gas Natural Exploración, S. L.		Licuefacción	M.P.	9,87	32,00	–	–	–	–	–
Repsol-Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Aprovisionamiento y transporte	I.P.	65,42	50,00	2,0	0,1	0,7	–	1,8
Gas Natural Soluciones, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	6,2	4,1	3,7	–	4,3
Kromschroeder, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	M.P.	13,11	42,50	0,7	10,9	0,1	–	1,5
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,79	90,10	6,3	78,6	21,2	–	29,5
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	29,30	95,00	26,8	17,4	3,8	–	14,1
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	101,0	1.026,7	285,0	(284,3)	348,1
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	1,2	0,1	(0,3)	–	0,3
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,7	(0,1)	(0,5)	–	–
Distribuidora eléctrica Navasfrías, S.L.(2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,85	100,00	0,2	(7,0)	–	–	(2,1)
Gas Natural Rioja, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,99	87,50	2,7	8,9	3,5	–	4,1
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	3,6	27,1	7,4	–	10,6
Gas Galicia SDG, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	19,12	62,00	32,6	7,3	(0,8)	–	7,5
Gas Natural La Coruña, S.A.(2)	España	Gas Galicia SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,40	56,40	2,3	(0,7)	0,6	–	0,4
Gas Aragón, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	M.P.	10,80	35,00	5,9	44,4	10,1	–	6,5
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holder Gas Natural, S.A.	Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,2	1,3	0,7	–	0,7
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	30,85	100,00	19,9	4,3	(3,5)	–	6,4
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	12,4	41,4	7,5	–	18,9
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	1,4	0,1	–	0,6
La Energía, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	10,7	1,4	1,3	–	4,1
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.(2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	29,00	94,00	1,2	1,4	0,2	–	0,8
UTE La Energía-GNE (2)	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,85	100,00	2,0	–	0,1	–	0,6
AECS Hospital Trias i Pujol AIE	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	0,4	(0,4)	–	–	–
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	18,50	60,00	1,1	1,8	0,2	–	0,6
Tratamiento Almazán, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	27,76	90,00	2,7	(0,1)	(0,1)	–	0,7
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Generación Eólica	I.P.	24,68	80,00	2,0	–	0,3	–	0,6
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.P.	30,85	100,00	2,4	29,9	4,7	–	11,4
Oficina de cambios de suministrador S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)		Servicios	I.P.	6,17	20,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Servicios SDG, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas, electricidad y gestión energética	I.P.	30,85	100,00	2,9	19,6	(17,0)	–	1,7
UTE GNS-Dalkia Energía	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.		Gestión Energética	I.P.	15,42	50,00	–	(0,2)	–	–	–
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,85	100,00	32,8	(4,8)	(26,0)	–	0,6
Gas Natural Corporación Eólica, S.L.(2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	5,5	5,8	3,7	–	4,6
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	20,98	68,00	2,5	0,3	1,0	–	0,8
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,12	49,00	6,0	1,9	3,1	–	1,7
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	2,7	2,8	5,1	–	1,6
Enervent, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	M.P.	8,02	26,00	2,4	3,7	2,1	–	0,7
Buenergía Gas & Power Ltd (2)	I. Cayman	Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)		Sociedad de cartera	I.P.	29,30	95,00	0,1	(43,4)	12,5	–	(9,0)
Ecoeléctrica Holdings Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,65	47,50	63,2	19,4	–	(20,4)	9,1
Ecoeléctrica Ltd.	I. Cayman	Ecoeléctrica Holdings Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,65	47,50	0,6	0,2	–	(0,2)	0,1
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holdings Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,65	47,50	63,2	39,6	43,2	(12,1)	19,6
Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	42,2	128,1	19,7	(10,0)	55,5
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A.(2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	–	–	0,1
Boreas Eólica, S.A. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,70	99,50	5,2	5,5	3,3	–	4,3
Los Castrios, S.A.	España	Boreas Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	10,16	33,10	2,2	0,3	1,5	–	0,4
Molinos de Valdebezana, S.A. (2)	España	Boreas Eólica, S.A.		Generación Eólica	I.P.	18,42	59,70	0,1	–	(0,1)	–	–
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	M.P.	6,17	20,00	3,1	3,5	2,0	–	0,5
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	M.P.	5,55	18,00	1,5	2,2	1,7	–	0,3
Boreas Eólica 2, S.A. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	27,76	90,00	2,6	4,5	3,1	–	2,8
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	9,9	28,6	14,9	(4,0)	7,6
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	11,20	36,30	16,5	3,1	7,3	–	3,0
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,42	50,00	10,3	8,5	12,9	–	4,9
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	10,27	33,30	3,0	2,5	3,8	–	1,0
Molinos de Linares, S.A.	España	Molinos de La Rioja, S.A.		Generación Eólica	I.P.	7,71	25,00	0,1	–	–	–	–
GN Wind SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–

Nombre	País	Sociedad Matriz	Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
GN Wind SL 2 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
GN Wind SL 3 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
GN Wind SL 4 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
GN Wind SL 5 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
GN Wind SL 6 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
GN Wind Canarias SL (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
GN Energy Canarias SL(2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	–	–	–	–	–
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	15,43	50,00	–	–	–	–	–
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	M.P.	12,34	40,00	0,1	–	–	–	–
O Novo Aquilón, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	18,51	60,00	–	–	–	–	–
Parques Eólicos 2008–2012, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.		Generación Eólica	I.P.	16,66	54,00	–	–	–	–	–
Energy way Produção de energia, LDA (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
Lantarón Energía S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de electricidad	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
Dawn Energy	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG		Generación Eólica	I.P.	30,85	100,00	–	–	–	–	–
Desarrollo del Cable, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,85	100,00	21,1	20,6	11,9	–	16,5
Gas Natural Cantabria SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,88	90,40	3,2	28,0	3,5	–	9,7
Gas Natural Murcia SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,81	99,90	24,3	(5,8)	(4,0)	–	4,5
Gas Natural Cegas S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,75	99,70	25,4	68,1	11,7	–	32,4
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	14,9	194,8	–	56,1
Gas Natural Finance, BV (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,85	100,00	–	2,0	0,5	–	0,8
Holding Gas Natural, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,3	0,2	–	–	0,2
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	350,7	(205,3)	22,6	(9,5)	48,9
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,85	100,00	25,4	11,7	0,6	–	11,6
Natural RE, S.A.(2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,85	100,00	3,2	9,1	5,1	–	5,4
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V.	México	Gas Natural International, Ltd.		Servicios	I.P.	22,15	71,80	–	(0,3)	–	–	(0,1)
Pitta Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	6,0	1,3	(0,3)	–	2,2
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	349,5	120,4	1,4	–	145,4
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	24,80	80,40	0,2	(0,3)	1,7	–	0,4
CEG Rio, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	18,38	59,60	27,5	19,6	23,5	(12,4)	10,7
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	16,72	54,20	164,9	53,4	44,7	(33,3)	38,4
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional SDG		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	–	1,4	15,3	–	5,2
Gas Natural Puerto Rico, INC (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera	I.P.	30,85	100,00	0,8	(0,1)	(0,4)	–	0,1
Invergas, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	22,21	72,00	48,9	60,5	–	–	24,3
Gas Natural Ban, S.A.(2)	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	15,55	50,40	214,7	(138,5)	11,1	(13,4)	11,5
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	22,21	72,00	105,0	(23,5)	–	–	18,1
Gas Natural do Brasil S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,84	100,00	0,6	(1,6)	(0,2)	–	(0,4)
Gas Natural Serviços, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	1,9	1,2	1,2	(0,2)	1,3
Gas Natural México, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	22,15	71,80	470,7	(204,6)	16,9	–	62,7
Comercializadora Metrogas S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Distribución de gas	I.P.	22,15	71,80	128,1	(77,9)	(0,1)	–	11,1
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV (2)	México	Comercializadora Metrogas S.A. de CV		Servicios	I.P.	22,15	71,80	–	–	(0,3)	–	(0,1)
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	22,30	72,30	–	(0,2)	0,6	–	0,1
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	22,15	71,80	6,1	(1,0)	1,1	–	1,4
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	11,29	36,60	0,7	(0,1)	(0,1)	–	0,1
Transnatural, SRL de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	11,07	35,90	10,4	(14,9)	(8,6)	–	(1,5)
CH4 Energía, S.A de CV.	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	11,07	35,90	0,6	1,1	1,4	–	0,3
Gas Natural Vendita Italia, SPA (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	2,1	5,3	0,6	–	2,5
Gas Natural Distribuzione S.p.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera y Distribución de Gas	I.P.	30,85	100,00	4,7	116,1	(1,4)	–	36,8
Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,5	21,6	(0,1)	–	6,1
Agragas, S.P.A.(2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	35,0	0,9	–	10,0
Normanna Gas, S.P.A.(2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Autocartera	Distribución de gas	I.P.	27,76	90,00	0,1	29,2	0,6	–	8,3
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S.p.A. (2)	Italia	Normanna Gas, S.P.A.	Agragas, S.P.A./Gasdotti Azienda Siciliana, S.P.A.	Comercialización de gas	I.P.	27,77	90,00	0,1	1,0	(0,1)	–	0,3
Gas Natural Italia SpA (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,4	0,1	–	0,2
Smedigas, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	0,6	19,6	(4,2)	–	4,9
Gas Natural Rigassificazione Italia, SPA (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,85	100,00	7,4	–	–	–	2,3
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,84	87,00	–	0,2	–	–	0,1
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Instalaciones de gas	I.P.	24,80	80,40	2,1	(0,9)	0,4	–	0,4
Serviconfort Colombia S.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,2	–	0,6	–	0,2
Gas Natural, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,23	59,10	10,9	130,2	84,0	–	41,0
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	14,13	45,80	1,1	9,5	4,1	–	2,1
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,94	32,20	9,2	23,4	9,0	(9,4)	3,2
Gas Natural Servicios, Ltd.	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Servicios	I.P.	30,85	100,00	0,3	(0,1)	1,3	–	0,5
Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,93	32,20	1,3	1,3	0,8	–	0,3
Portal del Instalador, S.A. (2)	España	Gas Natural Informática S.A.	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	26,22	85,00	1,3	0,1	0,2	–	0,4
Central Anahuac, SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	254,8	(75,6)	5,6	–	57,0
Controladora del Golfo SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	122,7	–	–	–	37,9
Central Lomas del Real, SA de CV (2)	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	37,5	130,5	(5,2)	–	50,2
Central Saltillo S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	150,7	(43,1)	3,9	–	34,4
Central Vallehermoso SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	43,4	160,6	(2,4)	–	62,2
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	–	0,6	(0,1)	–	0,2
Electricidad Aguila de Altamira SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	159,8	(41,6)	2,7	–	37,3
Gasoducto del Río SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,85	100,00	2,7	6,5	2,4	–	3,6
Italmeco S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	22,4	(1,1)	(1,2)	–	6,2

Nombre	País	Sociedad Matriz	Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2008	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Calgas SCARL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.		Distribución de gas	I.P.	30,85	100,00	1,7	–	–	–	0,5
Mecogas SRL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.		Comercialización de gas	I.P.	30,85	100,00	–	0,1	0,1	–	0,1
Cetraro Distribuzione Gas S.r.l.	Italia	Italmeco S.R.L.		Comercialización de gas	I.P.	18,51	60,00	0,1	–	–	–	–
Torre Marenostrum, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	M.P.	13,88	45,00	5,3	14,4	(0,2)	–	2,7
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,42	50,00	1,2	(54,3)	–	–	(8,2)
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,85	100,00	0,1	0,1	0,1	–	0,1
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas doméstico	I.P.	30,85	100,00	4,5	(0,6)	1,5	–	1,7
Petroleum Oil & Gas España, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración hidrocarburos	I.P.	30,85	100,00	3,9	51,5	(0,3)	–	17,0
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.		Tratamiento y aprovechamiento del biogas	I.P.	15,36	49,80	1,1	–	–	–	0,2
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	84,04	3.909,8	105,0	660,6	–	3.929,2
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	118,6	(79,0)	(0,6)	–	32,8
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,7	(0,7)	–	–	–
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	–	(3,4)	(3,1)	–	(5,5)
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	634,4	(646,4)	(98,5)	–	(92,9)
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	84,04	100,00	187,0	(230,9)	38,9	–	(4,2)
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	187,6	(231,6)	38,9	–	(4,2)
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	406,3	(377,1)	(135,2)	–	(89,1)
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	1,3	(120,7)	(5,3)	–	(104,8)
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	23,3	(28,2)	–	–	(4,1)
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	(8,2)	(0,3)	0,1	–	(7,0)
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fracionadora de gas	I.P.	31,94	38,00	145,8	19,3	65,6	–	73,7
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	84,04	99,85	28,4	(4,0)	22,0	–	39,0
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	–	–	–	–	–
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.		Sociedad de cartera	M.P.	38,10	45,33	64,8	(99,3)	(11,6)	–	–
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	M.P.	26,67	70,00	119,1	(78,2)	5,2	–	–
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	M.P.	25,21	30,00	8,4	0,3	1,3	–	2,5
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	M.P.	30,25	36,00	–	–	–	–	–
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. (3)	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	30,25	100,00	–	–	–	–	–
Oleoducto Trasandino Chile, S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	30,25	100,00	–	–	–	–	–
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.		Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	30,25	36,00	32,3	(25,6)	3,1	–	2,9
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile	Construcción y explotación de oleoducto	M.P.	33,13	36,00	10,5	1,6	–	–	4,0
Gasoducto del Pacífico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	M.P.	8,40	10,00	–	–	–	–	–
Gasoducto del Pacífico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacífico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	M.P.	7,35	87,50	–	–	–	–	–
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A. (Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacífico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	M.P.	7,35	87,50	–	–	–	–	–
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A. (Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacífico (Cayman) S.A.	YPF, S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	M.P.	8,40	10,00	32,4	(18,9)	6,1	–	1,7
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	42,02	50,00	255,8	(39,8)	47,3	–	110,6
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de ptdos. petrolíferos	I.P.	42,02	50,00	72,5	59,0	(8,7)	–	51,6
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	M.P.	27,86	33,15	10,3	16,1	3,1	–	8,2
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	M.P.	31,09	37,00	79,1	(35,6)	(6,8)	–	11,4
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	42,43	50,49	–	–	–	–	–
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	1,8	21,7	8,7	–	27,0
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	0,8	(0,7)	(0,1)	–	–
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	–	–	–	–	–
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	M.P.	14,00	16,66	–	–	–	–	–
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	M.P.	36,02	42,86	67,6	(106,5)	10,0	–	(10,4)
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	M.P.	33,55	79,83	113,0	(177,1)	11,7	–	(17,6)
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	37,82	45,00	20,1	45,2	22,0	–	33,0
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	–	18,0	(2,5)	–	15,5
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia/ R.YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	722,0	(222,1)	104,9	–	604,7
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	194,7	234,0	168,6	–	292,2
Transierra S.A.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)		Transporte de hidrocarburos	M.P.	21,77	44,50	57,5	25,4	5,4	–	19,2
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	95,5	94,2	36,2	–	225,9
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	109,1	79,6	38,1	–	226,8
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	1,7	–	–	1,6
Repsol YPF Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.363,7	(394,8)	24,4	–	993,4
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	24,8	(24,8)	–	–	–
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol Gas Brasil, S.A.	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,1	0,1	–	0,4
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Distribución de gas	I.P.	49,96	50,00	3,5	8,3	0,7	–	6,3
Biocarburantes Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	99,97	100,00	0,5	–	–	–	0,5
Biocarburantes Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	0,5	–	–	–	0,5

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

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

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

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

M.P.: Método de la participación

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

Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.

Anexo I Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.08			01.01.08		
					Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación (4)	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución de la participación	Feb-08	I.G.	84,04	84,04	I.G.	99,04	99,04
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	Disminución de la participación	May-08	I.P.	48,92	48,92	I.G.	50,00	50,00
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	May-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Oct-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Refinaria de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	31,13
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	May-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Sep-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Polivar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S	Baja en el perímetro de consolidación	Feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	May-08	-	-	-	P.E.	40,00	40,00
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Nov-08	-	-	-	I.G.	51,00	51,00
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, SLU	España	Terminales Canarios, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación	Nov-08	-	-	-	I.P.	48,33	100,00
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolíferos, S.A	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Nov-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Dic-08	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro	Jul-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Alta en el perímetro	Nov-08	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Biocarburos Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biocarburos Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro	Feb-08	I.P.	15,36	49,80	-	-	-
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V.	Mexico	Gas Natural International, Ltd.	Alta en el perímetro	Mar-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Cetraro Distribuzione Gas S.r.l.	Italia	Italmeco S.R.L.	Alta en el perímetro	Abr-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
O Novo Aquilón, S.L.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Jun-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Jun-08	I.P.	16,66	54,00	-	-	-
Oficina de cambios de suministrador S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	Alta en el perímetro	Jun-08	P.E.	6,17	20,00	-	-	-
Dawn Energy	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG	Alta en el perímetro	Jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Pitta Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Alta en el perímetro	Jul-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural Servicios, Ltd.	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Alta en el perímetro	Jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	Aumento de la participación	Feb-08	I.P.	72,34	100,00	I.P.	30,85	100,00
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	Jul-08	I.P.	18,50	60,00	I.P.	13,88	45,00
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.(2)	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	Jul-08	I.P.	29,00	94,00	I.P.	24,68	80,00
Portal del Instalador, S.A. (2)	España	Gas Natural Informática S.A.	Aumento de la participación	Jul-08	I.P.	26,22	85,00	I.P.	33,14	75,00
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.(6)	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Reclasificación a activo no corriente mantenido para la venta	Jun-08	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
West Siberian Resources LTD (6)	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Reclasificación a activo financiero disponible para la venta	Abr-08	-	-	-	P.E.	10,00	10,00

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

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

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

(4) Método de consolidación:

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

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

(6) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas notas.

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

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.07			01.01.07		
					Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)
A.I.E. Ciudad Sanitaria Vall d' Hebrón	España	La Energía, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Dic-07	-	-	-	I.P.	25,06	81,25
AECS Hospital Bellvitge AIE	España	La Energía, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Dic-07	-	-	-	I.P.	15,42	50,00
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	Dic-07	P.E.	12,34	40,00	-	-	-
Argentine Private Development Company (APDC)	Islas Cayman	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Sep-07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.	Aumento de la participación	Dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Burgalesa de Generación Eólica, S.A.	España	Sinia XXI, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	Feb-07	-	-	-	P.E.	7,48	24,24
Calgas SCARL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Anahuac, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Lomas del Real, S.A. de CV (2)	México	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Saltillo S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Central Vallehermoso SA de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Disminución de la participación	Dic-07	P.E.	15,00	15,00	P.E.	25,00	25,00
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Controladora del Golfo S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
El Andalus LNG Spa.	España	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Disminución de la participación	Dic-07	P.E.	9,87	32,00	I.P.	57,87	80,00
Electricidad Aguila de Altamira S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	15,43	50,00	-	-	-
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.	Aumento de la participación	Abr-07	I.G.	100,00	100,00	I.G.	48,33	100,00
Gas Natural SDG Argentina, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Aumento de la participación	Jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Alta en el perímetro	Oct-07	I.P.	13,67	44,30	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	España	Gas Natural Exploración, S. L.	Alta en el perímetro	Nov-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gasoducto del Río S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Energy Canarias S.L. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind Canarias S.L. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind S.L. (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind S.L. 2 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind S.L. 3 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind S.L. 4 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind S.L. 5 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
GN Wind S.L. 6 (2)	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Invergas, SA (2)	Argentina	Gas Natural SDG, S.A.	Aumento de la participación	Jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Iradia Climatización AIE	España	Gas Natural Soluciones, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Nov-07	-	-	-	I.P.	30,85	100,00
Italmeco S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Limagás, S.A.	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Dic-07	-	-	-	P.E.	29,85	29,97
Mecogas SRL (2)	Italia	Italmeco S.R.L.	Adquisición	Dic-07	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Aumento de la participación	Jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Aumento de la participación	Jun-07	I.P.	30,85	100,00	I.P.	22,21	72,00
Oleoducto Trasandino Argentino, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Aumento de la participación	Dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Oleoducto Trasandino Chile, S.A.	Chile	YPF, S.A.	Aumento de la participación	Dic-07	P.E.	35,65	35,65	P.E.	17,83	18,00
Operaciones y Servicios YPF, Ltda.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Baja en el perímetro de consolidación por venta	Dic-07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Petróleos Transandinos YPF, S.A.	Chile	Repsol YPF Chile, Limitada	Baja en el perímetro de consolidación por venta	Dic-07	-	-	-	I.G.	99,99	100,00
Polymed	Argelia	Repsol Química, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Jun-07	-	-	-	P.E.	26,95	26,95
Polymer Technology Inc.	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Nov-07	-	-	-	P.E.	70,00	70,00
Repsol (UK) Ltd.	Reino Unido	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Jul-07	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Alta en el perímetro	Ene-07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Servicios y Operaciones Perú S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.	Alta en el perímetro	Sep-07	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Termobarrancas	Venezuela	Repsol Exploración S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	Dic-07	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Termogaucha - Usina Termeléctrica, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	Dic-07	-	-	-	I.P.	26,00	26,00
Transportadora Sulbrasilera de Gas (TSB)	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Aumento de la participación	Abr-07	I.P.	25,00	25,00	I.P.	15,00	15,00
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.	Adquisición	Sep-07	I.P.	24,68	80,00	-	-	-
YPF Jambi Merang, B.V.	Holanda	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación	Abr-07	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Alta en el perímetro	Dic-07	P.E.	25,00	25,00	-	-	-

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

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

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

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

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

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2008

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30,00%	GIFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Argentina S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana - Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
Bolivia			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	39,78%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	24,46%	Andina S.A.	Compresión de gas
Brasil			
BM-C-33	50,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40,00%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25,00%	Shell	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Desarrollo
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Queso	25,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Boquerón	63,39%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Casablanca	71,92%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	70,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Montanazo	5,26%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Murcia-Siroco	12,34%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Sestao Knutser	15,43%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
Guinea			
Bloque C	35,00%	Mobil Ecuatorial Guinea, INC	Exploración
Irán			
BKH-II	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
MQE-1	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-3A	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-4N	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
NC115	5,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	3,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Marruecos			
Tanger Larache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TAT0	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B/BPTT Offshores Trinidad	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2007

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi chergui	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
M'sari Akabli	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30%	GIFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y producción
Agua Pichana	27,27%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Aguaragüe	30,00%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
CAM-2/A SUR	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Campamento Central / Cañadón Perdido	50,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd. Sucursal Argentina	Exploración y producción
El Tordillo	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
La Tapera y Puesto Quiroga	12,20%	Tecpetrol, S.A.	Exploración y producción
Llancanelo	51,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Magallanes	50,00%	Sipetrol S.A.	Exploración y producción
Palmar Largo	30,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción
Puesto Hernández	61,55%	Petrobras Energía, S.A.	Exploración y producción
Ramos	15,00%	Pluspetrol, S.A.	Exploración y producción
San Roque	34,11%	Total Austral, S.A.	Exploración y producción
Tierra del Fuego	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y producción
Yac La ventana-Rio Tunuyan	60,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Zampal Oeste	70,00%	YPF, S.A.	Exploración y producción
Brasil			
BM-C-33	50%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25%	Shell	Exploración
BM-S-44	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10%	Petrobras S.A.	Desarrollo
Bolivia			
Bloque Monteagudo	50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	38%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas Río Grande	50%	Andina S.A.	Compresión de gas
Canadá			
Canaport Ltd. Partnership	75%	Canaport Ltd.	Regasificación de GNL
Colombia			
Capachos	50%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 14	25%	Petrorient S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	35%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
España			
Albatros	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Boqueron	62%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Angula	54%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	69%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Chipiron	98%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Libia			
NC115	10%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	8%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50%	Petro - Canda Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Perú			
Lotes 56 & 88	10%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración y producción
Trinidad & Tobago			
BPTT Offshores Trinidad	30%	BP	Exploración y producción
Venezuela			
Yucal Placer	15%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

Anexo III

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

D. Antonio Brufau Niubó

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

Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 32.306 acciones

D. Juan María Nin Génova

Cargos:
Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

D. Henri Philippe Reichstul

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

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

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

Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 8.765 acciones

Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

(Información no auditada)

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados en áreas con reservas de hidrocarburos probadas y no probadas, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo
Millones de euros						
A 31 DE DICIEMBRE DE 2006						
Costes capitalizados en áreas con reservas probadas	25.002	303	1.152	19.291	3.514	742
Costes capitalizados en áreas con reservas no probadas	2.043	–	109	290	617	1.027
	27.045	303	1.261	19.581	4.132	1.769
Equipos e instalaciones auxiliares	1.934	428	322	358	801	26
Total costes capitalizados	28.979	730	1.583	19.939	4.933	1.795
Amortización acumulada	(16.880)	(649)	(1.049)	(13.580)	(1.597)	(5)
Importes netos	12.099	82	533	6.359	3.336	1.789
Millones de euros						
A 31 DE DICIEMBRE DE 2007						
Costes capitalizados en áreas con reservas probadas	24.002	359	1.108	18.241	3.320	974
Costes capitalizados en áreas con reservas no probadas	1.999	–	173	169	535	1.122
	26.001	359	1.281	18.410	3.855	2.096
Equipos e instalaciones auxiliares	2.047	425	254	356	933	79
Total costes capitalizados	28.048	784	1.535	18.766	4.788	2.175
Amortización acumulada	(16.699)	(665)	(1.013)	(13.272)	(1.745)	(4)
Importes netos	11.349	119	522	5.494	3.043	2.171
Millones de euros						
A 31 DE DICIEMBRE DE 2008						
Costes capitalizados en áreas con reservas probadas	26.553	383	752	20.638	3.498	1.282
Costes capitalizados en áreas con reservas no probadas	2.357	10	417	99	465	1.366
	28.910	393	1.169	20.737	3.963	2.648
Equipos e instalaciones auxiliares	1.941	426	218	397	817	83
Total costes capitalizados	30.851	819	1.387	21.134	4.780	2.731
Amortización acumulada	(18.509)	(688)	(510)	(15.294)	(1.972)	(45)
Importes netos	12.342	131	877	5.840	2.808	2.686

A 31 de diciembre de 2008, el Grupo tiene registrado 7 millones de euros como inversiones consolidadas por el método de puesta en equivalencia correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Costes soportados

Los costes soportados representan importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año, por adquisiciones de áreas con reservas de hidrocarburos y de actividades de exploración y desarrollo.

	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo
Millones de euros						
A 31 DE DICIEMBRE DE 2006						
Adquisiciones de áreas con reservas probadas	663	–	–	–	–	663
Adquisiciones de áreas con reservas no probadas	1.064	–	–	–	–	1.064
Costes de exploración	519	3	192	100	132	91
Costes de desarrollo	1.712	6	106	1.139	396	66
TOTAL	3.959	9	298	1.239	528	1.885
Millones de euros						
A 31 DE DICIEMBRE DE 2007						
Adquisiciones de áreas con reservas probadas	119	–	–	–	–	119
Adquisiciones de áreas con reservas no probadas	175	–	–	–	–	175
Costes de exploración	750	10	275	114	209	142
Costes de desarrollo	1.834	43	142	1.012	357	280
TOTAL	2.878	53	417	1.126	566	716
Millones de euros						
A 31 DE DICIEMBRE DE 2008						
Adquisiciones de áreas con reservas probadas	103	–	102	–	1	–
Adquisiciones de áreas con reservas no probadas	110	–	110	–	–	–
Costes de exploración	871	37	325	128	154	227
Costes de desarrollo	1.782	17	58	1.266	168	273
TOTAL	2.866	54	595	1.394	323	500

En el ejercicio 2008 el Grupo ha invertido 23 millones de euros como inversiones consolidadas por el método de puesta en equivalencia correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Resultados de las actividades de producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de producción de hidrocarburos del grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo
2006						
INGRESOS						Millones de euros
Ventas a sociedades fuera del Grupo	3.127	–	364	876	1.883	3
Ventas entre segmentos y a sociedades del Grupo	5.034	51	689	3.656	639	–
Otros ingresos	1.004	30	879	–	95	–
TOTAL INGRESOS	9.164	81	1.932	4.532	2.616	3
Costes de producción (1)	(3.130)	(19)	(352)	(1.534)	(1.224)	(1)
Gastos de exploración	(436)	(4)	(125)	(102)	(121)	(84)
Otros gastos	(375)	(26)	–	(306)	(43)	–
Amortizaciones	(1.758)	(8)	(82)	(1.260)	(406)	(1)
Beneficio antes de impuestos	3.466	25	1.373	1.330	822	(83)
Impuestos sobre beneficios	(1.639)	(9)	(903)	(451)	(277)	–
Resultado de las actividades (2)	1.827	16	471	879	544	(83)
2007						
INGRESOS						Millones de euros
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.702	–	84	835	1.779	4
Ventas entre segmentos y a sociedades del Grupo	4.431	39	577	3.278	537	–
Otros ingresos	1.091	–	1.046	–	45	–
TOTAL INGRESOS	8.224	39	1.707	4.113	2.361	4
Costes de producción (1)	(2.680)	(16)	(185)	(1.513)	(965)	(1)
Gastos de exploración	(592)	(6)	(181)	(109)	(145)	(151)
Otros gastos	(357)	(7)	–	(292)	(56)	(2)
Amortizaciones	(1.682)	(11)	(77)	(1.191)	(401)	(2)
Beneficio antes de impuestos	2.913	(1)	1.264	1.008	794	(152)
Impuestos sobre beneficios	(1.792)	1	(1.002)	(469)	(362)	40
Resultado de las actividades (2)	1.121	–	262	539	432	(112)
2008						
INGRESOS						Millones de euros
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.648	–	34	871	1.701	42
Ventas entre segmentos y a sociedades del Grupo	4.378	47	674	2.745	875	37
Otros ingresos	1.225	–	1.170	–	55	–
TOTAL INGRESOS	8.251	47	1.878	3.616	2.631	79
Costes de producción (1)	(2.941)	(18)	(170)	(1.771)	(969)	(13)
Gastos de exploración	(571)	(23)	(220)	(132)	(119)	(77)
Otros gastos	(539)	(6)	(283)	(199)	(51)	–
Amortizaciones	(1.657)	(7)	(72)	(1.181)	(357)	(40)
Beneficio antes de impuestos	2.543	(7)	1.133	333	1.135	(51)
Impuestos sobre beneficios	(1.623)	2	(1.002)	(153)	(491)	21
Resultado de las actividades (2)	920	(5)	131	180	644	(30)

(1) Los costes de producción incluyen regalías, impuestos locales y retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina en el 2006, 2007 y 2008 por importes de 1.919, 1.365 y 1.477 millones de euros, respectivamente, y costes de transporte y otros en el 2006, 2007 y 2008 por importes de 242, 184 y 223 millones de euros, respectivamente.

(2) El resultado no incluye en los años 2006 y 2007 un gasto neto de 223 y 16 millones de euros, respectivamente y en el 2008 un ingreso neto de 51 millones de euros, correspondiente a las provisiones como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado (flujos de caja actualizados), provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos de cada campo propiedad de la compañía al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y o desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En el 2007 se inició un nuevo ciclo de auditorías externas con expertos independientes de las firmas Gaffney, Cline & Associates (GCA), DeGolyer and MacNaughton (D&M) y Ryder Scott Co. (RSC), y se certificó aproximadamente el 44,5% del total de las reservas netas probadas del grupo. Durante 2008 las firmas DeGolyer and MacNaughton (D&M), Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) y Ryder Scott Co. (RSC) certificaron aproximadamente el 15% del total de las reservas netas probadas del grupo. Durante 2009 se auditará el remanente 40,5% para cubrir la totalidad de las áreas productivas.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas por la propia compañía y por firmas de ingeniería independientes en conformidad con las normas y regulaciones establecidas para la industria de petróleo y gas por la Regla 4–10(a) (1) (13) de las Regulaciones S–X de la “Securities and Exchange Commission” –SEC– americana y los principios contables del “Financial Accounting Standards Board” que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU. De acuerdo a estas normas las reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades estimadas de petróleo, condensado, GLP y gas natural de los cuales existe información de datos geológicos y de ingeniería que demuestra con razonable certeza que podrán recuperarse en los años futuros de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y operativas existentes, tales como precios y costes de la fecha en que las estimaciones son realizadas.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP							Miles de barriles
	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo	
Reservas a 31 de diciembre de 2005 ⁽¹⁾ ⁽²⁾	1.166.660	3.223	117.166	774.282	265.666	6.323	
Revisión de estimaciones anteriores	52.422	623	70.137	8.696	(27.033)	–	
Recuperación Mejorada	9.002	–	–	8.708	294	–	
Extensiones y descubrimientos	13.128	–	899	11.610	620	–	
Compras de reservas	40.155	–	–	–	–	40.155	
Ventas de reservas	(30.313)	–	(26.722)	–	(3.590)	–	
Producción ⁽³⁾	(191.698)	(729)	(27.834)	(126.940)	(36.189)	(5)	
Reservas a 31 de diciembre de 2006 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	1.059.356	3.117	133.644	676.356	199.767	46.473	
Revisión de estimaciones anteriores	28.860	486	785	45.667	(19.523)	1.445	
Recuperación Mejorada	7.557	–	–	7.551	6	–	
Extensiones y descubrimientos	26.695	–	14.078	9.550	3.068	–	
Compras de reservas	5.283	–	–	–	–	5.283	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽³⁾	(176.175)	(731)	(22.875)	(120.286)	(32.254)	(28)	
Reservas a 31 de diciembre de 2007 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	951.578	2.871	125.631	618.838	151.064	53.173	
Revisión de estimaciones anteriores	63.424	(701)	15.912	35.395	16.812	(3.993)	
Recuperación Mejorada	21.398	–	–	21.398	–	–	
Extensiones y descubrimientos	29.152	–	7.374	19.772	2.007	–	
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	
Ventas de reservas	(1.125)	–	–	–	(1.125)	–	
Producción ⁽³⁾	(162.092)	(653)	(20.130)	(114.577)	(25.622)	(1.109)	
Reservas a 31 de diciembre de 2008 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	902.335	1.516	128.786	580.825	143.136	48.072	
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP							Miles de barriles
A 31 de diciembre de 2005	875.237	3.223	96.644	606.596	168.747	27	
A 31 de diciembre de 2006	777.746	3.117	105.067	522.899	146.642	22	
A 31 de diciembre de 2007	667.592	2.663	90.597	460.929	113.212	192	
A 31 de diciembre de 2008	651.906	1.308	83.937	451.586	112.290	2.785	

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Incluye 28.266 miles de barriles correspondientes a los accionistas minoritarios de Empresa Petrolera Andina, S.A. al 31 de diciembre de 2005. En los años 2006 y 2007 los datos referidos a Empresa Petrolera Andina, S.A. se presentan netos de la participación de los accionistas minoritarios (8.998 y 4.730 miles de barriles). En el año 2008, Andina se registra por el método de Integración Proporcional en los Estados Financieros del Grupo y neta de la participación de los minoritarios en estos cuadros.

(2) Las reservas en Venezuela están calculadas teniendo en cuenta la mejor estimación realizada por el Grupo considerando la transformación de los antiguos Convenios Operativos a Empresas Mixtas.

(3) Las reservas probadas se muestran netas de los volúmenes de crudo y gas natural que se espera que sean retirados por terceros en concepto de regalías en especie, pero no excluyen los volúmenes relativos a las regalías que se espera pagar en dinero (excepto en Norteamérica y en aquellos casos en que los volúmenes de producción correspondientes a regalías sean titularidad de terceros). Las reservas netas probadas a 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008 incluyen una cantidad estimada de aproximadamente 117.075, 94.753 y 94.432 miles de barriles, respectivamente, en relación al pago de dichas regalías en efectivo. La producción neta del año 2006, 2007, 2008 incluye una cantidad estimada de aproximadamente 19.956, 18.056 y 16.995 miles de barriles, respectivamente, en relación al pago de dichas regalías.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE GAS NATURAL							Millones de pies cúbicos
	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo	
Reservas a 31 de diciembre de 2005 ⁽¹⁾ ⁽²⁾	12.136.644	974	153.669	4.771.697	7.202.500	7.803	
Revisión de estimaciones anteriores	(2.253.553)	682	30.864	(62.965)	(2.222.134)	–	
Recuperación Mejorada	2	–	–	2	–	–	
Extensiones y descubrimientos	55.467	–	7.135	46.285	2.047	–	
Compras de reservas	16.850	–	–	–	–	16.850	
Ventas de reservas	(939)	–	–	–	(939)	–	
Producción ⁽³⁾	(1.236.143)	(1.656)	(24.707)	(673.817)	(535.402)	(561)	
Reservas a 31 de diciembre de 2006 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	8.718.327	–	166.961	4.081.202	4.446.072	24.092	
Revisión de estimaciones anteriores	566.784	–	(37.168)	318.273	295.364	(9.685)	
Recuperación Mejorada	47	–	–	47	–	–	
Extensiones y descubrimientos	9.897	–	–	9.266	631	–	
Compras de reservas	1.706	–	–	–	–	1.706	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽³⁾	(1.140.605)	–	(21.309)	(655.050)	(463.723)	(523)	
Reservas a 31 de diciembre de 2007 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	8.156.157	–	108.484	3.753.737	4.278.346	15.590	
Revisión de estimaciones anteriores	98.944	5.506	77.358	(116.363)	134.655	(2.214)	
Recuperación mejorada	2.852	–	–	2.852	–	–	
Extensiones y descubrimientos	129.219	–	473	128.746	–	–	
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–	
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–	
Producción ⁽³⁾	(1.046.081)	(374)	(21.237)	(624.264)	(399.105)	(1.100)	
Reservas a 31 de diciembre de 2008 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	7.341.091	5.132	165.078	3.144.708	4.013.896	12.277	
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE GAS NATURAL							Millones de pies cúbicos
A 31 de diciembre de 2005	7.159.849	974	99.203	3.273.111	3.782.928	3.633	
A 31 de diciembre de 2006	4.463.159	–	94.672	2.620.643	1.744.772	3.073	
A 31 de diciembre de 2007	4.112.159	–	67.754	2.468.611	1.573.175	2.620	
A 31 de diciembre de 2008	3.741.553	5.132	86.067	2.264.946	1.382.138	3.269	

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Incluye 1.349.622 millones de pies cúbicos correspondientes a los accionistas minoritarios de Empresa Petrolera Andina, S.A. al 31 de diciembre de 2005. En los años 2006 y 2007 los datos referidos a Empresa Petrolera Andina, S.A. se presentan netos de la participación de los accionistas minoritarios (331.136 y 297.644 millones pies cúbicos). En el año 2008, Andina se registra por el método de Integración Proporcional en los Estados Financieros del Grupo y neta de la participación de los minoritarios en estos cuadros.

(2) Las reservas en Venezuela están calculadas teniendo en cuenta la mejor estimación realizada por el Grupo considerando la transformación de los antiguos Convenios Operativos a Empresas Mixtas.

(3) Las reservas probadas se muestran netas de los volúmenes de crudo y gas natural que se espera que sean retirados por terceros en concepto de regalías en especie, pero no excluyen los volúmenes relativos a las regalías que se espera pagar en dinero (excepto en Norteamérica y en aquellos casos en que los volúmenes de producción correspondientes a regalías sean titularidad de terceros). Las reservas netas probadas a 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008 incluyen una cantidad estimada de aproximadamente 767.903, 731.916 y 699.671 millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, en relación al pago de dichas regalías en efectivo. La producción neta del año 2006, 2007, 2008 incluye una cantidad estimada de aproximadamente 86.967, 88.521 y 85.152 millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, en relación al pago de dichas regalías.

RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP Y GAS NATURAL

Miles de barriles equivalentes de petróleo crudo

	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo
Reservas a 31 de diciembre de 2005 (1) (2)	3.328.128	3.397	144.533	1.624.095	1.548.391	7.712
Revisión de estimaciones anteriores	(348.923)	744	75.633	(2.518)	(422.783)	–
Recuperación mejorada	9.002	–	–	8.709	294	–
Extensiones y descubrimientos	23.007	–	2.169	19.853	984	–
Compras de reservas	43.156	–	–	–	–	43.156
Ventas de reservas	(30.480)	–	(26.722)	–	(3.758)	–
Producción (3)	(411.848)	(1.024)	(32.235)	(246.943)	(131.541)	(105)
Reservas a 31 de diciembre de 2006 (1) (3)	2.612.042	3.117	163.378	1.403.195	991.588	50.764
Revisión de estimaciones anteriores	129.801	486	(5.835)	102.350	33.080	(280)
Recuperación mejorada	7.566	–	–	7.560	6	–
Extensiones y descubrimientos	28.458	–	14.078	11.200	3.180	–
Compras de reservas	5.587	–	–	–	–	5.587
Ventas de reservas	–	–	–	–	–	–
Producción (3)	(379.310)	(731)	(26.670)	(236.947)	(114.840)	(121)
Reservas a 31 de diciembre de 2007 (1) (3)	2.404.144	2.871	144.951	1.287.358	913.014	55.950
Revisión de estimaciones anteriores	81.045	279	29.689	14.671	40.793	(4.387)
Recuperación mejorada	21.906	–	–	21.906	–	–
Extensiones y descubrimientos	52.165	–	7.458	42.701	2.007	–
Compras de reservas	–	–	–	–	–	–
Ventas de reservas	(1.125)	–	–	–	(1.125)	–
Producción (3)	(348.393)	(720)	(23.912)	(225.755)	(96.701)	(1.305)
Reservas a 31 de diciembre de 2008 (1) (3)	2.209.742	2.430	158.186	1.140.880	857.988	50.258

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADO Y GLP Y GAS NATURAL:

Miles de barriles equivalentes de petróleo crudo

A 31 de diciembre de 2005	2.150.366	3.397	114.311	1.189.519	842.465	674
A 31 de diciembre de 2006	1.572.610	3.117	121.928	989.620	457.376	569
A 31 de diciembre de 2007	1.399.945	2.663	102.663	900.575	393.386	658
A 31 de diciembre de 2008	1.318.255	2.222	99.265	854.960	358.441	3.367

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Incluye 268.626 miles de barriles equivalentes de petróleo crudo correspondientes a los accionistas minoritarios de Empresa Petrolera Andina, S.A. al 31 de diciembre de 2005. En los años 2006 y 2007 los datos referidos a Empresa Petrolera Andina, S.A. se presentan netos de la participación de los accionistas minoritarios (67.971 y 57.739 miles de barriles equivalentes). En el año 2008, Andina se registra por el método de Integración Proporcional en los Estados Financieros del Grupo y neta de la participación de los minoritarios en estos cuadros.

(2) Las reservas en Venezuela están calculadas teniendo en cuenta la mejor estimación realizada por el Grupo considerando la transformación de los antiguos Convenios Operativos a Empresas Mixtas.

(3) Las reservas probadas se muestran netas de los volúmenes de crudo y gas natural que se espera que sean retirados por terceros en concepto de regalías en especie, pero no excluyen los volúmenes relativos a las regalías que se espera pagar en dinero (excepto en Norteamérica y en aquellos casos en que los volúmenes de producción correspondientes a regalías sean titularidad de terceros). Las reservas netas probadas a 31 de diciembre de 2006, 2007 y 2008 incluyen una cantidad estimada de aproximadamente 253.834, 225.103 y 219.039 miles de barriles equivalentes, respectivamente, en relación al pago de dichas regalías en efectivo. La producción neta del año 2006, 2007 y 2008 incluye una cantidad estimada de aproximadamente 35.445, 33.821 y 32.160 miles de barriles equivalentes, respectivamente, en relación al pago de dichas regalías.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las normas y regulaciones establecidas para la industria de petróleo y gas por la "Securities and Exchange Commission" americana y los principios contables del "Financial Accounting Standards Board" que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU.. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios actuales de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado a partir de los costes reales soportados en 2006, 2007 y 2008. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol YPF y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol YPF. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados mediante la aplicación del tipo impositivo nominal aplicable, minorado por los beneficios fiscales disponibles para la sociedad en cada uno de los ejercicios. El tipo de interés utilizado para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

FLUJOS DE CAJA NETOS FUTUROS, RELATIVOS A RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS						
Millones de euros						
	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo
A 31 de diciembre de 2006						
Flujos de caja futuros	54.861	418	9.147	26.370	16.797	2.129
Costes futuros de producción y abandono	(17.796)	(295)	(1.740)	(8.256)	(7.203)	(300)
Costes futuros de desarrollo	(4.027)	–	(144)	(2.450)	(1.079)	(355)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(11.868)	6	(4.203)	(4.340)	(3.292)	(38)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	21.171	128	3.060	11.324	5.222	1.437
Efecto de actualizar al 10%	(7.630)	(28)	(964)	(3.853)	(2.160)	(625)
Valor actual	13.541	101	2.096	7.471	3.062	812
A 31 de diciembre de 2007						
Flujos de caja futuros	61.575	1.795	12.768	26.582	17.023	3.407
Costes futuros de producción y abandono	(18.940)	(857)	(2.008)	(8.889)	(6.660)	(526)
Costes futuros de desarrollo	(3.808)	(256)	(165)	(1.021)	(1.997)	(369)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(15.359)	(260)	(6.706)	(4.849)	(3.335)	(209)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	23.467	422	3.888	11.823	5.031	2.303
Efecto de actualizar al 10%	(8.277)	(315)	(1.164)	(4.008)	(1.770)	(1.020)
Valor actual	15.190	107	2.724	7.815	3.261	1.283
A 31 de diciembre de 2008						
Flujos de caja futuros	39.382	2.921	4.891	18.902	11.170	1.498
Costes futuros de producción y abandono	(17.748)	(844)	(1.086)	(10.030)	(5.405)	(383)
Costes futuros de desarrollo	(4.152)	(971)	(223)	(931)	(1.820)	(207)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(5.208)	(342)	(2.140)	(1.652)	(1.064)	(10)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	12.274	764	1.442	6.289	2.881	898
Efecto de actualizar al 10%	(4.528)	(778)	(558)	(1.657)	(1.193)	(342)
Valor actual	7.746	(14)	884	4.632	1.688	556

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2006, 2007 y 2008:

Millones de euros						
	Total	España	África y Medio Oriente	Argentina	Centro y Sudamérica	Resto del mundo
Saldo final a 31 de diciembre del 2005 ⁽¹⁾	19.056	123	2.536	11.024	5.363	10
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(2.297)	(10)	669	(3.398)	449	(7)
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(795)	14	(3)	(385)	(422)	1
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(4.985)	(35)	(687)	(2.795)	(1.466)	(2)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	142	–	23	117	2	–
Cambios netos por compra/venta de activos	636	–	(31)	–	(49)	716
Cambios netos por revisiones en las reservas	97	5	2.323	539	(2.879)	110
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	862	1	55	480	326	–
Efecto de la actualización a una fecha diferente	(472)	(4)	(75)	(270)	(123)	–
Otros no específicos	–	–	–	–	–	–
Cambios en impuestos sobre beneficios	1.294	6	(2.715)	2.160	1.859	(16)
Variación neta	(5.516)	(23)	(441)	(3.554)	(2.301)	802
Saldo final a 31 de diciembre del 2006	13.541	101	2.096	7.471	3.062	812
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	7.301	212	2.873	1.635	1.900	681
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.477)	(155)	(75)	(176)	(910)	(161)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.965)	(26)	(999)	(2.201)	(745)	6
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	987	–	761	171	55	–
Cambios netos por compra/venta de activos	138	–	–	–	–	138
Cambios netos por revisiones en las reservas	1.159	46	30	1.165	175	(257)
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	826	–	63	381	222	160
Efecto de la actualización a una fecha diferente	(412)	(4)	(68)	(244)	(100)	4
Otros no específicos	–	–	–	–	–	–
Cambios en impuestos sobre beneficios	(2.907)	(67)	(1.956)	(387)	(398)	(100)
Variación neta	1.650	6	629	344	199	471
Saldo final a 31 de diciembre del 2007	15.191	107	2.725	7.815	3.261	1.283
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(13.108)	288	(4.586)	(5.159)	(2.507)	(1.144)
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(1.515)	(434)	(96)	(522)	(324)	(139)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(5.592)	(40)	(1.815)	(2.340)	(1.318)	(79)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	650	–	120	468	62	–
Cambios netos por compra/venta de activos	3	–	–	–	3	–
Cambios netos por revisiones en las reservas	264	81	7	340	(122)	(42)
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.159	–	70	508	264	317
Efecto de la actualización a una fecha diferente	2.262	14	386	1.156	472	234
Otros no específicos	–	–	–	–	–	–
Cambios en impuestos sobre beneficios	8.433	(30)	4.073	2.366	1.898	126
Variación neta	(7.444)	(121)	(1.841)	(3.183)	(1.572)	(727)
Saldo final a 31 de diciembre del 2008	7.746	(14)	884	4.632	1.688	556

(1) Incluye 253 millones de euros correspondientes a los accionistas minoritarios de Empresa Petrolera Andina S.A. a 31 de diciembre de 2005.