



Cuentas Anuales Consolidadas

Estados Financieros Consolidados	10
Memoria Consolidada	16
Anexos	146

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPOEN EL GRUPO REPSOL YPF			
BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010			
		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10
Inmovilizado intangible:		7.783	7.453
a. Fondo de comercio	5	4.645	4.617
b. Otro inmovilizado intangible	6	3.138	2.836
Inmovilizado material	7	36.759	33.585
Inversiones inmobiliarias	8	24	26
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10	699	585
Activos financieros no corrientes	12	2.450	1.789
Activos por impuesto diferido	24	2.569	1.993
Otros activos no corrientes	12	344	322
ACTIVO NO CORRIENTE		50.628	45.753
Activos no corrientes mantenidos para la venta	11	258	340
Existencias	13	7.278	5.837
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		9.222	8.398
a. Clientes por ventas y prestaciones de servicios	14	6.555	5.795
b. Otros deudores	14	2.147	2.234
c. Activos por impuesto corriente	14	520	369
Otros activos corrientes	12	220	171
Otros activos financieros corrientes	12	674	684
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	2.677	6.448
ACTIVO CORRIENTE		20.329	21.878
TOTAL ACTIVO		70.957	67.631

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPOEN EL GRUPO REPSOL YPF			
BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010			
		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(2.572)	-
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		17.186	13.309
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.193	4.693
Dividendo a cuenta		(635)	(641)
FONDOS PROPIOS	15	24.068	25.257
Activos financieros disponibles para la venta		(4)	6
Operaciones de cobertura		(181)	(131)
Diferencias de conversión		(345)	(992)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	15	(530)	(1.117)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	15	23.538	24.140
INTERESES MINORITARIOS	15	3.505	1.846
TOTAL PATRIMONIO NETO		27.043	25.986
Subvenciones	16	118	110
Provisiones no corrientes	17	3.826	3.772
Pasivos financieros no corrientes:	19	15.345	14.940
a. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.137	14.805
b. Otros pasivos financieros		208	135
Pasivos por impuesto diferido	24	3.839	3.387
Otros pasivos no corrientes	22	3.682	3.663
PASIVO NO CORRIENTE		26.810	25.872
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	11	32	153
Provisiones corrientes	17	452	404
Pasivos financieros corrientes:	19	4.985	4.362
a. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.902	4.224
b. Otros pasivos financieros		83	138
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		11.635	10.854
a. Proveedores	23	4.757	4.539
b. Otros acreedores	23	6.522	5.550
c. Pasivos por impuesto corriente	23	356	765
PASIVO CORRIENTE		17.104	15.773
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		70.957	67.631

Las notas 1 a 37 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 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010			
		Millones de euros	
	Nota	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10
Ventas		60.122	53.663
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.380	1.872
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		1.004	517
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		208	3.188
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	17	15
Otros ingresos de explotación		1.001	1.175
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	26	63.732	60.430
Aprovisionamientos		(42.904)	(36.184)
Gastos de personal		(2.579)	(2.411)
Otros gastos de explotación		(9.740)	(9.916)
Amortización del inmovilizado		(3.519)	(3.947)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(185)	(351)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	26	(58.927)	(52.809)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		4.805	7.621
Ingresos Financieros		261	159
Gastos financieros		(1.035)	(1.086)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		76	(255)
Diferencias de cambio		(125)	173
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		1	1
RESULTADO FINANCIERO	27	(822)	(1.008)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	10	75	76
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		4.058	6.689
Impuesto sobre Beneficios	24	(1.514)	(1.742)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		2.544	4.947
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(351)	(254)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		2.193	4.693
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE			
Básico (euros)	15	1,80	3,84
Diluido (euros)		1,80	3,84

Las notas 1 a 37 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 EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE 2011 Y 2010			
		Millones de euros	
		31 / 12 / 11	31 / 12 / 10
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (DE LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS)		2.544	4.947
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(14)	6
Por coberturas de flujos de efectivo		(124)	(73)
Diferencias de conversión		527	811
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(17)	(15)
Entidades valoradas por el método de la participación		(3)	(25)
Efecto impositivo		24	(96)
TOTAL		393	608
TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		-	(1)
Por coberturas de flujos de efectivo		77	93
Diferencias de conversión		3	(172)
Efecto impositivo		(20)	(25)
TOTAL		60	(105)
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		2.997	5.450
a. Atribuidos a la entidad dominante		2.481	5.128
b. Atribuidos a intereses minoritarios		516	322

Las notas 1 a 37 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 CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS
 CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

Millones de euros

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios				Ajustes por cambios de valor	Total patrimonio neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante				
SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2009	1.221	18.775	–	1.559	(1.604)	19.951	1.440	21.391
Ajustes	–	–	–	–	–	–	–	–
SALDO INICIAL AJUSTADO	1.221	18.775	–	1.559	(1.604)	19.951	1.440	21.391
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	–	(8)	–	4.693	443	5.128	322	5.450
OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS								
Distribución de dividendos	–	(1.160)	–	–	–	(1.160)	(225)	(1.385)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	–	–	–	–	–	–	–	–
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	–	180	–	–	44	224	312	536
OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	–	1.559	–	(1.559)	–	–	–	–
Otras variaciones	–	(3)	–	–	–	(3)	(3)	(6)
SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2010	1.221	19.343	–	4.693	(1.117)	24.140	1.846	25.986
Ajustes	–	–	–	–	–	–	–	–
SALDO INICIAL AJUSTADO	1.221	19.343	–	4.693	(1.117)	24.140	1.846	25.986
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	–	(10)	–	2.193	298	2.481	516	2.997
OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS								
Distribución de dividendos	–	(1.276)	–	–	–	(1.276)	(404)	(1.680)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	–	(12)	(2.572)	–	–	(2.584)	–	(2.584)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	–	478	–	–	312	790	1.537	2.327
OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	–	4.707	–	(4.693)	(24)	(10)	10	–
Otras variaciones	–	(4)	–	–	1	(3)	–	(3)
SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2011	1.221	23.226	(2.572)	2.193	(530)	23.538	3.505	27.043

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto 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 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

Millones de euros

	Notas	31 / 12 / 2011	31 / 12 / 10
Resultado antes de impuestos	28	4.058	6.689
Ajustes de resultado		4.382	2.507
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.519	3.947
Otros ajustes del resultado (netos)		863	(1.440)
Cambios en el capital corriente		(2.239)	(1.693)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(2.081)	(1.861)
Cobros de dividendos		64	72
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.784)	(1.627)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(361)	(306)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		4.120	5.642
Pagos por inversiones:	5-8 y 30	(6.255)	(5.106)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(275)	(41)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(5.516)	(4.858)
Otros activos financieros		(282)	(207)
Otros activos		(182)	–
Cobros por desinversiones:	31	949	4.571
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		396	4.230
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		116	171
Otros activos financieros		437	170
Otros flujos de efectivo		2	(27)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(5.304)	(562)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	15	(2.557)	–
Adquisición		(2.703)	–
Enajenación		146	–
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	31	1.888	489
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	19	857	488
Emisión		11.337	11.200
Devolución y amortización		(10.480)	(10.712)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	15	(1.686)	(806)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		(1.005)	(1.141)
Pagos de intereses		(948)	(962)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(57)	(179)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(2.503)	(970)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(84)	30
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES		(3.771)	4.140
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	12	6.448	2.308
Efectivo y equivalentes al final del periodo	12	2.677	6.448
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/11	31/12/10
(+) Caja y bancos		1.303	2.120
(+) Otros activos financieros		1.374	4.328
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		2.677	6.448

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo.

Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas
que componen el Grupo Repsol YPF.
Memoria Consolidada
correspondiente al ejercicio 2011

Índice

1	Información general	18
2	Marco regulatorio	19
3	Bases de presentación y políticas contables	31
3.1	Bases de presentación	31
3.2	Nuevos estándares emitidos	31
3.3	Políticas Contables	32
3.3.1	Principios de consolidación	32
3.3.2	Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes	34
3.3.3	Compensación de saldos y transacciones	34
3.3.4	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	34
3.3.5	Fondo de comercio	34
3.3.6	Otro inmovilizado intangible	35
3.3.7	Inmovilizado material	36
3.3.8	Inversiones inmobiliarias	39
3.3.9	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas	39
3.3.10	Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio	39
3.3.11	Activos financieros corrientes y no corrientes	40
3.3.12	Existencias	41
3.3.13	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	41
3.3.14	Beneficio por acción	41
3.3.15	Pasivos financieros	42
3.3.16	Provisiones	42
3.3.17	Pagos basados en acciones	42
3.3.18	Pensiones y obligaciones similares	42
3.3.19	Subvenciones	43
3.3.20	Ingresos diferidos	43
3.3.21	Arrendamientos	43
3.3.22	Impuesto sobre beneficios	44
3.3.23	Reconocimiento de ingresos y gastos	44
3.3.24	Operaciones con derivados financieros	45
3.3.25	Metodología para la estimación del valor recuperable	46
4	Estimaciones y juicios contables	48
5	Fondo de comercio	49
6	Otro inmovilizado intangible	51
7	Inmovilizado material	52
8	Inversiones inmobiliarias	55
9	Pérdida de valor de los activos	55
10	Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	56

11	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta	58
12	Activos financieros corrientes y no corrientes	60
13	Existencias	64
14	Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	65
15	Patrimonio neto	66
15.1	Capital social	66
15.2	Prima de emisión	67
15.3	Reservas	67
15.4	Acciones y participaciones en patrimonio propias	68
15.5	Ajustes por cambios de valor	68
15.6	Dividendos	69
15.7	Beneficio por acción	70
15.8	Intereses minoritarios	70
16	Subvenciones	71
17	Provisiones corrientes y no corrientes	71
18	Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal	72
19	Pasivos financieros	76
20	Gestión de riesgos financieros y del capital	82
20.1	Gestión de riesgos financieros	82
20.2	Gestión del capital	86
21	Operaciones con derivados	87
21.1	Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos	88
21.2	Coberturas de Flujo de Efectivo	89
21.3	Coberturas de Inversión Neta	91
21.4	Otras operaciones con derivados	92
22	Otros pasivos no corrientes	96
22.1	Deudas por arrendamiento financiero	96
22.2	Fianzas y depósitos	97
23	Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	97
24	Situación fiscal	98
25	Negocios conjuntos	102
26	Ingresos y gastos de explotación	103
27	Ingresos y gastos financieros	105
28	Flujos de efectivo de las actividades de explotación	106
29	Información por segmentos	106
30	Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control	110
31	Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	113
32	Información sobre operaciones con partes vinculadas	117
33	Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo	120
34	Pasivos contingentes y compromisos	124
35	Información sobre medio ambiente	137
35.1	Activos Ambientales	137
35.2	Provisiones Ambientales	138
35.3	Gastos Ambientales	138
35.4	Actuaciones futuras	139
35.5	Emisiones de CO ₂	141
36	Remuneración de los auditores	141
37	Hechos posteriores	142

1

Información general

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. Las principales sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol YPF 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, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

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

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. número 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, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y al resto de la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

Hasta el día 4 de marzo de 2011 los títulos de Repsol en forma de American Depositary Shares (ADSs) también cotizaban en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE). Desde el 9 de marzo de 2011 el Programa de ADSs comenzó a cotizar en el mercado OTCQX.

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 28 de febrero de 2012, 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.

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 15 de abril de 2011.

2

Marco regulatorio

Las actividades de Repsol YPF S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

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, incluidos los consumidores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible publicada en el BOE con fecha 5 de marzo 2011 ha modificado la Ley del Sector de Hidrocarburos, ampliando las funciones de la Comisión Nacional de Energía en dos ámbitos, en materia de funcionamiento de los sistemas energéticos y en materia de competencia.

En relación con el funcionamiento de los sistemas energéticos se modifica la Función 14 de la CNE sobre la autorización de adquisiciones de participaciones realizadas por sociedades, así como la Función 15 sobre funciones en materia de competencia, ya que se atribuye a la CNE la facultad de emitir informe determinante, en el marco de los expedientes de control de concentraciones de empresas que realicen actividades en el sector de su competencia, según lo previsto en el artículo 17.2 c) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

Dentro de la regulación del sector, son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales, sino la de los operadores dominantes en cada mercado o sector.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda.

Por su parte se entiende por operador principal cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas de los mercados o sectores siguientes: (i) generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) (ii) producción y distribución de carburantes (iii) producción y suministro de gases licuados del petróleo (iv) producción y suministro de gas natural (v) telefonía portátil y (vi) telefonía fija.

Tener la condición de operador dominante sólo supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico y, en particular, relacionadas con la emisión de energía primaria, la importación de energía eléctrica para el MIBEL y la actuación como agente representante del régimen especial en el mercado.

Sin embargo, la definición de operador principal es importante. Así, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, tras la modificación introducida por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran la condición de operadores principales o la presencia en sus consejos de administración, en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar ni directa ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración 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, ("golden share energética"),

norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

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. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP y de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece también la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

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% 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%.

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.

Mediante la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre el Gobierno español actualizó el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, del GLP envasado, 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 del GLP como carburante modificando la fórmula de determinación automática del precio máximo señalado por la normativa anterior, con la justificación de proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales. En concreto, las alteraciones introducidas en la citada Orden consisten en introducir en la fórmula dos nuevos conceptos: i) de una parte un factor de ponderación del 0,25, que significa que las variaciones de precio sólo incorporarán el 25% del incremento o decremento de los precios internacionales de referencia, ii) y de otra un umbral (del 2%) a partir del cual se produce la revisión de modo que el incremento o disminución de los precios sólo se llevará a cabo si los precios internacionales suben o bajan traspasando dicho umbral.

La comercialización al por menor de GLP envasado 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 y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene 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. El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. La metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso ha sido establecida por la Orden ITC/1506/2010.

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado.

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

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

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% del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

En 2011 ha sido remitido a las Cortes Generales el Proyecto de ley de modificación de la Ley de Hidrocarburos para incorporar al ordenamiento español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

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).

La obligación para los operadores al por mayor ascendía en el ejercicio 2011 a 92 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De éstas, Repsol YPF debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto hasta cumplir con la obligación fijada son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores.

Esta obligación quedó reducida con carácter transitorio en virtud del Acuerdo de Consejo de Ministros de 24 de junio de 2011, publicado mediante Resolución de 24 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, que liberó 2.274.000 millones de barriles computables a las reservas mantenidas por los propios sujetos obligados durante un periodo de 30 días, como consecuencia de la "acción colectiva en Libia" de la Agencia Internacional de la Energía, para posteriormente y mediante la Orden ITC/3190/2011, de 18 de noviembre, una vez finalizada la citada acción, reestablecerse dicha obligación en los términos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, a partir de las 0 horas del día 1 de junio de 2012.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad. El cumplimiento de la obligación exigida implica la comunicación oportuna del mantenimiento del nivel de stock requerido en los plazos establecidos y las sociedades obligadas pueden operar con las existencias mantenidas a este fin, siempre que su nivel de existencias sea como mínimo el exigido.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea y por sus disposiciones de desarrollo, entre las que destaca, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. La LSE fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Por su parte el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, modifica la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las actividades del sector eléctrico en España, pueden clasificarse en (i) actividades reguladas: el transporte y la distribución eléctrica; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa. En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La actividad de generación eléctrica comprende la producción de generación de energía eléctrica en régimen ordinario y la generación de energía eléctrica en régimen especial. Este último trata de incentivar la generación eléctrica a partir de las fuentes renovables y la cogeneración estableciendo un régimen económico específico (Real Decreto 661/2007) más atractivo, mientras la generación en régimen ordinario se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica.

El Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, suprime los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial. Del mismo modo suprime el procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado. Estas medidas afectan a todas las instalaciones de generación susceptibles de acogerse al régimen especial de producción de energía eléctrica, que, a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución o en el específico creado para las instalaciones fotovoltaicas, así como a aquellas instalaciones de régimen ordinario, de tecnologías asimilables a las del régimen especial, que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012 no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas. Tampoco serán de aplicación las disposiciones del Real Decreto Ley a las instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para una modificación sustancial de la instalación con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto Ley.

La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias. Las instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 50 MW y pertenezcan a las categorías señaladas en la LSE por tratarse de instalaciones de cogeneración o disponer de una fuente de energía primaria renovable se considerarán instalaciones del régimen especial. Estas instalaciones podrán optar por vender la energía a la empresa distribuidora propietaria de la red a la que se conecta al precio establecido de la tarifa de forma regulada, o vender la energía libremente al mercado a través del sistema gestionado por el operador del mercado al precio resultante del mercado organizado complementado, en su caso, por un incentivo y/o una prima.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. En el marco de los grupos de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del "bono social" (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores).

En España el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

En el año 2011 el Gobierno ha remitido a las Cortes Generales el Proyecto de modificación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico para incorporar al ordenamiento español la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad y que deroga la Directiva 2003/54/CE.

Otras disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2011

La ya comentada Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que además de lo señalado anteriormente en esta sección establece pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

La Ley 14/2011 de Ciencia, Tecnología e Innovación pretende dar una respuesta a un sistema de investigación y desarrollo que demandaba un nuevo marco legal, así como propiciar respuestas adecuadas a los importantes desafíos que plantea el desarrollo científico. La ley otorga nuevos apoyos y mejores instrumentos a los agentes del sistema para que sean progresivamente más eficaces y eficientes.

La Ley 22/2011, de Residuos y Suelos Contaminados, que incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, Directiva que establece el nuevo marco jurídico europeo para la gestión de los residuos.

La Ley 25/2011 de reforma parcial de la Ley de Sociedades de Capital y de incorporación de la Directiva 2007/36/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de julio, sobre el ejercicio de determinados derechos de los accionistas de sociedades cotizadas. La Directiva aboga por suprimir obstáculos al voto y favorecer la participación electrónica, al tiempo que facilita la igualdad de trato de los accionistas con independencia del Estado miembro en el que residan. La Ley recoge las especialidades relativas a la Juntas Generales de Accionistas de las sociedades cotizadas.

Por lo que se refiere a la actividad de auditoría, el Real Decreto Legislativo 1/2011 aprobó el texto refundido de la Ley de Auditoría, dando cumplimiento a lo establecido en la disposición final segunda de la Ley 12/2010, posteriormente desarrollado por el Real Decreto 1517/2011 por el que se aprueba su Reglamento.

Argentina

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 17.319 (en adelante "Ley de Hidrocarburos"), aprobada en el año 1967 y modificada en el año 2007 por la Ley N° 26.197, que establecen el marco legal para la exploración y producción de petróleo y gas, y por la Ley N° 24.076 (en adelante "Ley del Gas Natural"), aprobada en 1992 y que establece las bases para la desregulación de la industria del transporte y distribución de gas natural. El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias. La Ley 26.197 ha otorgado importantes competencias a las Provincias, tales como supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de producción, aplicación de las obligaciones legales y contractuales relacionadas con las inversiones, y otras.

Exploración y Producción

El marco regulatorio de la ley 17.319 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, 50 concesiones de explotación y otras concesiones de transporte. 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 sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, 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 todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

En octubre de 2006 mediante la Ley N° 26.154 se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

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 cualquier caso, las competencias otorgadas a las Provincias deben de ser ejercitadas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y de las normas que complementan la misma.

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, la exploración y producción de petróleo y gas es llevada a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de producción, contratos de explotación o acuerdos de "partnership". La Ley permite el reconocimiento de la superficie no cubierta por permisos exploración o concesiones de producción mediante autorización de la Secretaría de Energía o las autoridades provinciales competentes.

Las concesiones de producción de petróleo y gas tienen una vigencia de 25 años y pueden ser prorrogadas por un periodo de hasta 10 años. Terminada su vigencia, los pozos de petróleo y gas y los equipos de mantenimiento y producción revierten a la Provincia donde el yacimiento se encuentre o al gobierno Argentino, según los casos.

Algunas de las concesiones de producción de las que YPF es titular vencen en el año 2017. YPF ha llevado a cabo acuerdos específicos con las autoridades de las Provincias de Neuquén y Mendoza para la renovación de tales concesiones por un periodo que vencerá en los años 2026 y 2027.

De conformidad con la resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía los titulares de permisos de exploración y de concesiones de hidrocarburos deben presentar información sobre sus reservas probadas en cada una de las áreas certificadas por auditores externos.

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2.014/2008, 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. De acuerdo con la Nota 707/2012 emitida por la Secretaría de Energía en febrero de 2012, se ha notificado a YPF que el otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa han sido temporalmente suspendidos y que esta suspensión aplica asimismo a aquellos beneficios para los que ya se hubieran efectuado las correspondientes presentaciones.

Mediante la Resolución SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se creó el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" con el objetivo de incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, la producción de gas no convencional ("tight gas"), etcétera. El gas natural producido bajo este programa no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (descrito en el apartado *Regulación del mercado* más adelante).

Transporte y Distribución de Gas Natural

En junio de 1992 se promulgó la Ley del Gas Natural que dispuso la privatización de la sociedad Gas del Estado Sociedad del Estado y estableció el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural y la desregulación del precio del 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.

En Argentina se han construido gasoductos transfronterizos para facilitar a los productores la exportación de gas natural, si bien durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen la exportación de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. N° 27/04 y la Resolución 265/04, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución 659/04, que establece un Programa de Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución 752/05 por la que se crea un mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Refino de petróleo y transporte de hidrocarburos líquidos

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y 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.

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa "Refino Plus" destinado a fomentar la producción de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación. De acuerdo con la Nota 707/2012 emitida por la Secretaría de Energía, y complementada por la Nota 800/2012, ambas emitidas en febrero de 2012, se ha notificado a YPF que el otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa ha sido temporalmente suspendidos y que esta suspensión aplica asimismo a aquellos beneficios para los que ya se hubieran efectuado las correspondientes presentaciones.

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados tras la presentación de las correspondientes ofertas competitivas. Los gobiernos provinciales disponen de las mismas facultades otorgadas a través de la Ley 26.197. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de estas concesiones de transporte puede ser prorrogado por un periodo adicional de 10 años.

Los tenedores de concesiones de transporte están obligados a transportar hidrocarburos de terceros en condiciones no discriminatorias, si bien esta obligación solo es aplicable a los productores de petróleo y gas en relación con el exceso de capacidad.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

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. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2011.

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 los periodos en los que éste encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si se restringe la exportación de combustible crudo y de productos o la libre disponibilidad de gas natural, los decretos de desregulación del petróleo establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio, en el caso de petróleo crudo y productos, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar, y, en el caso del gas natural, no inferior al 35 por ciento del precio internacional del metro cúbico del crudo de referencia *Arabian Light Oil*.

Son numerosas las disposiciones promulgadas en esta materia de regulación que afectan a los distintos mercados y que tienen muy distinto alcance. Así, por ejemplo, en el campo de

los productos refinados la Resolución SE 1102/04 referente a la creación de un registro de puntos de suministro de combustibles e hidrocarburos; o la Resolución SE 1104/04 que regula la creación de un módulo de información de precio de venta mayorista; el Decreto 652/02 que aprueba un convenio de estabilidad de suministro de gasoil a las compañías de transporte público en autobús, esquema de subsidio cuya vigencia ha venido manteniéndose hasta la actualidad sobre la base de comunicaciones emitidas por la Secretaría de Transportes.

En esta materia, el 26 de enero de 2012, la Secretaría de Comercio Interior dictó la Resolución 6/2012 por la cual (i) ordena a cinco compañías petroleras, entre las que se encuentra YPF (ver nota 35), vender gasoil a las empresas de transporte público de pasajeros a un precio no mayor al que ofrecen el mencionado bien en sus estaciones de servicio más cercanas al punto de suministro de combustible de las empresas de transporte público de pasajeros, manteniendo tanto los volúmenes históricos como las condiciones de entrega; y (ii) crea un esquema de seguimiento de precios tanto para el mercado minorista como a granel que será implementado por la CNDC. YPF recurrirá dicha resolución.

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 refineras 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 incrementó 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.

En el marco del sector del gas natural, como ya se ha indicado, se han emitido importantes resoluciones por las que se establecen diversos mecanismos de restricción de las exportaciones y se da prioridad al suministro al mercado doméstico.

El 14 de junio de 2007 la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 ("Acuerdo 2007-2011"). YPF firmó el acuerdo. Con fecha 5 de enero de 2012 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 172 de la Secretaría de Energía que extiende las reglas y criterios de asignación establecidos por la Resolución 599/07 hasta tanto una nueva regulación reemplace a esta última.

La resolución del Ministerio de Economía 127/2008 aumentó los impuestos a la exportación aplicables a las exportaciones de gas natural desde el 45% al 100% estableciendo las bases para el cálculo de la valoración del gas natural en el más alto establecido en contrato de un importador argentino de gas natural.

En diciembre de 2008, el Decreto Ejecutivo 2067/2008 creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural al sistema nacional de gasoductos cuando así lo requiriese la demanda interna y señaló los mecanismos que debían de contribuir a dicho fondo. Esta disposición ha sido complementada mediante la Resolución 1982, de 14 de noviembre de 2011, ajustando los valores unitarios del cargo y ampliando los sujetos alcanzados, como son, entre otros, los servicios residenciales, el procesamiento de gas y las centrales de generación eléctrica. Lo antes mencionado impacta fundamentalmente en las operaciones de algunas sociedades bajo control conjunto de YPF, en particular Mega, las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución.

En 2011, el Decreto 1722 restableció la obligatoriedad del ingreso y negociación en el Mercado de Cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleo crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, con efecto a partir del 26 de octubre de 2011 y de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2581/1964. A partir de esa fecha, el contravalor en divisas de la exportación de productos nacionales, hasta alcanzar su valor FOB o CIF según el caso, deberá ingresarse al país y negociarse en el mercado único de cambio dentro de los plazos que establezca la reglamentación pertinente.

Con fecha 5 de enero de 2012, la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) emitió la Resolución General N° 3252, por medio de la cual se establece un régimen de información en forma previa a la emisión de la Nota de Pedido, Orden de Compra o documento similar utilizado para concertar sus operaciones de compras en el exterior, a través de una declaración jurada anticipada de información (DJAI).

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, se denominan actividades primarias.

La realización de las actividades primarias está reservada al Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan. En este ámbito cabe señalar que el pasado mes de abril de 2011 se publicó un decreto ley que modifica la Contribución Especial por Precios Extraordinarios del petróleo que se encontraba vigente en Venezuela desde el año 2008. Dicho impuesto establecía el pago de una contribución relevante cuando el promedio mensual de la cotización internacional del crudo superaba los 70 USD por barril. El texto de la reforma intenta hacer compatible el incremento impositivo con el fomento de nuevas inversiones en exploración y producción. Las principales modificaciones incluyen:

- i. Se elevan los tipos de gravamen para las explotaciones ya existentes.
- ii. Se mejora el trato de nuevos desarrollos o de proyectos destinados a aumentar la producción, al quedar exentos del pago de la contribución hasta que la empresa mixta recupere el valor de las correspondientes inversiones.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, sólo podrán ser ejercidas por las empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias sólo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con lo anterior y por lo que se refiere a las actividades desarrolladas por Repsol podemos destacar:

El actual Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM) aprobó el 20 de junio de 2006 la constitución de la Empresa Mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de la Corporación Venezuela del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA, del 60%. Posteriormente, el 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta.

El 10 del febrero de 2010 el MPPPM, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol (11%), Petronas (11%), OVL (11%) e Indoil (7%), para un 40% de participación accionaria, y de CVP del 60%. El 7 de Mayo de 2010 se publicó el Decreto de Creación de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. y la Resolución del MPPPM mediante la cual se delimita su área geográfica.

El 21 de Enero de 2011 se constituyó la sociedad mercantil Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A., vehículo societario conformado por los Socios Clase B (Repsol 27,5%, Petronas 27,5%, OVL 27,5% e Indoil 17,5%), para cumplir y ejecutar las gestiones delegadas de conformidad con el Artículo 4.1 y el Anexo K del Contrato de Empresa Mixta.

Gas Natural No Asociado

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Queda igualmente comprendido en el ámbito de la Ley, lo referente a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarbonados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

De conformidad con lo anterior y en relación con las actividades desarrolladas por Repsol podemos destacar:

El MPPPM aprobó el 20 de junio de 2006 el otorgamiento de Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., participada por Repsol en un 60% y por PDVSA GAS, S.A. en un 40%, Licencia de Gas que fue otorgada en marzo de 2007.

El 2 de Febrero de 2006 fue publicada la Resolución No. 011 mediante la cual se otorgó una Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados en el área Cardón IV, ubicada en el Golfo de Venezuela, a la sociedad mercantil Cardón IV, S.A., de la cual son accionistas Repsol YPF Venezuela Gas, S.A (50%) y Eni Venezuela B.V. (50%). Eni y Repsol firmaron el 1 de Noviembre de 2008 un acuerdo de operación conjunta ("JOA"). El 1 de Noviembre de 2011 fue firmado un Acuerdo preliminar que sirvió de base para la negociación con PDVSA GAS, S.A. del Contrato de Suministro de Gas a 25 años con posibilidad de exportación, el cual fue finalmente suscrito el 23 de Diciembre de 2011.

Bolivia

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos").

En 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 estatal 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., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, se firmó un acuerdo de accionistas que establece entre otras disposiciones: (i) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (ii) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (iii) el Acuerdo dispone ciertas "Resoluciones Consensuadas" a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol e YPFB.

Dada la conclusión del periodo de operación conjunta descrito en el apartado (i) del párrafo anterior, está siendo de aplicación la cláusula de "Designación de Personal Ejecutivo", que establece que Repsol como accionista minoritario tiene el derecho de proponer a las personas que serán designadas por el Directorio para ocupar ciertas posiciones.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales, mediante Junta General Extraordinaria de Accionistas de fecha 19 de septiembre de 2011, se aprobó la modificación parcial de los Estatutos Societarios de YPFB Andina, modificándose tres artículos, el artículo 45 relativo a la composición de forma de elección de Directorio, el artículo 61 relativo a prohibiciones para Directores y Ejecutivos y el artículo 63 relativo a funciones ejecutivas y de dirección del negocio.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, 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 cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB para las distintas áreas en las que opera, así como los Procedimientos de Pago, que reglamentan la forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en los Contratos de Operación.

Respecto a los Contratos de Operación, durante el año 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación al marco establecido en los Contratos de Operación para la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se estableció que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB será aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, siguiendo la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compra de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

Cabe mencionar que a la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales continúa pendiente de realizar la conciliación del cálculo de la Retribución del Titular con YPFB.

Constitución Política del Estado

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos, son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que, YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma, pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarboníferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

El desarrollo normativo de la nueva Constitución a nuestro entender requerirá la aprobación de una serie de leyes y reglamentos.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

La tipología contractual en materia de exploración y explotación de hidrocarburos comprende, entre otras, las siguientes formas contractuales:

- i. Contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos por los cuales se delega al contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando el contratista por su cuenta y riesgo todas las inversiones para la exploración, desarrollo y producción. Iniciada la producción el contratista tiene derecho a una participación en la producción del área del contrato valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato y que constituye el ingreso bruto del contratista del cual efectuará las correspondientes deducciones.
- ii. Contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar con sus propios recursos económicos servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Repsol YPF Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un contrato de participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien se requeriría negociar y suscribir en el plazo de un año un contrato de prestación de servicios que sustituyera al contrato de participación. Dicho contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y en él se acuerda la modificación del contrato anterior en un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigencia el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

De conformidad con el artículo 408 de la Constitución Ecuatoriana de 2008, el Estado participa en los beneficios del aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota.

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.

3

Bases de presentación y políticas contables

3.1

Bases de presentación

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 Internacional Accounting Standards Board (IASB) así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2011. Las NIIF aprobadas por la UE difieren en ciertos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB, sin embargo estas diferencias no tienen impacto en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2011, 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.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz 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 4 sobre estimaciones y juicios contables.

3.2

Nuevos estándares emitidos

- a. A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, que han entrado en vigor en 2011 y son de aplicación en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio:

- Revisión de la NIC 24 *Información a revelar sobre partes relacionadas*.
- Modificaciones de la NIC 32 *Clasificación de las emisiones de derechos*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exención limitada del requisito de revelar información comparativa conforme a la NIIF 7, aplicable a las entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Mejoras de las NIIF 2008-2010.
- CINIIF 19 *Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio*.
- Modificaciones del CINIIF 14 *Pagos anticipados cuando existe la obligación de mantener un requerimiento mínimo de financiación*.

La NIC 24 revisada introduce modificaciones a la definición de parte relacionada y adicionalmente, permite la inclusión de desgloses de información simplificados para entidades que son partes relacionadas únicamente por el hecho de que una entidad gubernamental mantenga una participación de control, control conjunto, o una influencia significativa sobre las mismas.

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio.

- b. A continuación se detallan las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación en ejercicios futuros:

Aplicación obligatoria en 2012:

- Modificaciones de la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.

Se estima que la aplicación de las modificaciones anteriormente mencionadas no tendrá efectos significativos en los Estados Financieros Consolidados del Grupo.

- c. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2012:

- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*.

Aplicación obligatoria en 2013:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados*.
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*.
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas*.
- NIIF 13 *Valoraciones a valor razonable*.
- NIC 27 revisada *Estados Financieros Separados*.
- NIC 28 revisada *Inversiones en asociadas y joint ventures*.
- Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*.
- Modificaciones a la NIC 19 *Beneficios a empleados*.
- Modificaciones a la NIIF 7 *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*.
- IFRIC 20 *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*.

Aplicación obligatoria en 2014:

- Modificaciones a la NIC 32 "Presentación de activos y pasivos financieros por el neto"

Aplicación obligatoria en 2015:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.⁽¹⁾

En lo referente a la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" y dado que el Grupo aplica el método de integración proporcional bajo los criterios de la NIC 31 vigente, la Compañía está en proceso de análisis de todos sus acuerdos conjuntos a fin de determinar y documentar su adecuada clasificación, bien como operación conjunta o bien como *joint venture*, bajo los principios de la NIIF 11. El registro de las operaciones de acuerdo con la nueva norma no afectaría a los importes de patrimonio neto, ni de resultado neto del Grupo consolidado. Como consecuencia de la aplicación de dicha norma, sería necesario reclasificar en el balance y en la cuenta de resultados, los importes actualmente integrados proporcionalmente de aquellas participaciones en negocios conjuntos que bajo criterios de NIIF 11 fuesen clasificados como *joint ventures* a los correspondientes epígrafes del método de participación.

En lo referente al resto de normas detalladas en el presente epígrafe c), el Grupo está evaluando el impacto que estas normas y modificaciones a las mismas pudiesen tener en los Estados Financieros Consolidados.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta 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", dentro de las Cuentas de pérdidas y ganancias 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 Pérdidas y Ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

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 - neto de impuestos".

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 más significativas, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2010 y 2011.

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 en que se efectúa su integración. 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 con base en normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.3.4 de esta nota) 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 de la fecha de transacción. Por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones.
- 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 o en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control, las diferencias de cambio registradas 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

3.3.1 Principios de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las 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 titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

⁽¹⁾ Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: "Instrumentos financieros - reconocimiento y medición". Como consecuencia de la reciente modificación emitida por el IASB, la NIIF 9 aplicará obligatoriamente a partir del 1 de enero de 2015, y no a partir de 1 de enero de 2013 como se estableció inicialmente.

enajenación. Este mismo tratamiento se realizaría en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa.

En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de una sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas en patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero. En cualquier otra disposición parcial de un negocio en el extranjero, control conjunto o influencia significativa, se reclasifica a la cuenta de resultados la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto correspondientes al porcentaje de participación enajenado.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2011 y 2010 han sido:

	31 DE DICIEMBRE DE 2011		31 DE DICIEMBRE DE 2010	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,29	1,39	1,34	1,33
Peso argentino	5,54	5,72	5,29	5,16
Real brasileño	2,43	2,33	2,23	2,33

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

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

3.3.3 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 por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

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

3.3.4 Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a. 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.

b. Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.3.24 de esta nota).

3.3.5 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 de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo en la fecha de adquisición.

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, esta 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 se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.3.10 de esta nota).

3.3.6 Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

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

a. Derechos de traspaso, superficie y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Asimismo, incluye también otros derechos de usufructo y superficie. Estos costes se amortizan linealmente en el período correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

b. Derechos de emisión de CO₂

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. A medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

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 su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver apartado 3.3.10 de esta nota). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO₂ realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “Otros Gastos de explotación” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO₂ emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del período y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del período.

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.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO₂ con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver nota 35), los mismos son clasificados como existencias para *trading*.

c. Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a

los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

- ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes 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" (ver nota 3.3.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.
- iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, que se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un período entre 3 y 20 años).

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.

3.3.7 Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo del 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 y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

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 en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a 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, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones 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 epígrafe c) de este apartado), así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 3.3.21 de esta nota).

b. Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

Años de vida útil estimada ⁽²⁾	
Edificios y otras construcciones	20–50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje ⁽¹⁾	8–40
Mobiliario y enseres	9–15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8–25
Tanques de almacenamiento	20–40
Líneas y redes	12–25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12–40
Elementos de transporte	5–25

⁽¹⁾ Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

⁽²⁾ Los años de vida útil desglosados en la presente tabla son los resultantes de la revisión llevada a cabo en 2011 de las vidas útiles de algunos activos mencionada en la Nota 4 *Estimaciones y juicios contables*.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos 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 utilizando políticas contables basadas en 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 exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento del dominio minero no desarrollado 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.
- iii. 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”. 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.)

- iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones correspondiente.

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 período 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 evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 Deterioro de Valor de Activos.
- 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 período 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 apartado 3.3.10 de esta nota) 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” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver apartado 3.3.10 de esta nota y notas 7, 9 y 25).

d. Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo 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 contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.3.7.a) a 3.3.7.c) de este epígrafe.

3.3.8 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 ni están destinados para uso administrativo. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.3.7.a) y 3.3.7.b) del apartado anterior).

3.3.9 Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados 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 estará 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 o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado “Activos no corrientes mantenidos para la venta”. En el pasivo del balance, bajo 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. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada “Resultado procedente de actividades interrumpidas”.

3.3.10 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 (ver apartado 3.3.25 de esta nota), 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 (UGEs) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los activos en distintas UGEs implica la realización de juicios profesionales.

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 en 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.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

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 enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en períodos posteriores.

3.3.11 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 designados como disponibles 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 no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financia directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.

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 apartado 3.3.24 de esta nota). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "Préstamos y partidas a cobrar" y las "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento", serán valorados a sus valores razonables. Asimismo, 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 del período.

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.

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 se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. 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. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. 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.

Los activos financieros se valoran por su valor nominal siempre que no devenguen intereses de forma explícita y el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso se continúa haciendo por su valor nominal.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

3.3.12 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 corrección de valor 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 corregir 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" para "trading" se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 13).

3.3.13 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.

3.3.14 Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período 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 propias poseídas por el Grupo (ver notas 15.1 y 15.4).

3.3.15 Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. 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 que 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, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en el apartado 3.3.24 de esta nota.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

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

3.3.16 Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, 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 cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

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. No obstante lo anterior, siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación sea posible, se informa de los mismos (ver nota 34).

3.3.17 Pagos basados en acciones

En el presente ejercicio el Grupo Repsol ha aprobado dos planes de retribución a sus empleados cuyos pagos están basados en acciones: el plan de adquisición de acciones 2011-2012, que está dirigido al conjunto de la plantilla del Grupo, y el plan de entrega de acciones a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual (ver información detallada sobre ambos planes en la nota 18.d)).

El coste estimado de las acciones a entregar, en aplicación del último Plan mencionado, se registra en el epígrafe “gastos de personal” y en el epígrafe “otras reservas” a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

3.3.18 Pensiones y obligaciones similares

a. Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural Fenosa (ver nota 18).

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

b. Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa, tiene determinados 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”.

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe “Reservas” del Patrimonio Neto.

3.3.19 Subvenciones

a. Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa, correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros 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 no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

3.3.20 Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. 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 importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.3.6 b) de esta nota).

3.3.21 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

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 al final del contrato de arrendamiento.

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 financiero 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 conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe “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 inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe “Otros gastos de explotación” de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados según se devengan.

3.3.22 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 dependientes, 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 beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 24).

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

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de “ajustes por cambios de valor”, se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

3.3.23 Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el 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, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar 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.

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 aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

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

3.3.24 Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrir su exposición a 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 a los siguientes 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.
- opciones sobre precio del crudo

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.

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 atribuible al riesgo cubierto.

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 contablemente, 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 se transfieren a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afectan a la cuenta de resultados.

c. Cobertura de inversión neta

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

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se darán de baja cuando se produzca una enajenación o disposición de la operación en el extranjero.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las 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 los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido 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.

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.

3.3.25 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 del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Al evaluar el valor de uso se utilizan proyecciones de flujos de caja basadas 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 la inflación, el crecimiento del PIB, el tipo de cambio, los precios de compra y venta de hidrocarburos, los costes operativos 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 limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Las principales hipótesis clave de este negocio así como los principios generales aplicados para la determinación de las mismas se describen a continuación:

- a. Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Por ejemplo, en el caso del mercado de gas natural en Argentina,

se utiliza un precio medio de realización. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de Repsol YPF. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el período cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.

- b. Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realizan teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.
- c. Inflación y otras variables macroeconómicas. Las variables relevantes son la inflación, el crecimiento del PIB, y el tipo de cambio. Tanto el presupuesto anual como el Plan Estratégico contienen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad. Estos datos se elaboran de acuerdo con informes internos de entorno global que no sólo reflejan las previsiones propias sino otra información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).
- d. Costes operativos e inversiones: que se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto de la compañía y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de impairment correspondiente al ejercicio 2011 ha sido del 2,3%, en línea con la estimación de la tasa de inflación a largo plazo del dólar estadounidense.

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 necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir del coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a estos incluyendo el riesgo país. Repsol YPF utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado (WACC) después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, las tasas de descuento utilizadas tienen en cuenta el riesgo-país, el riesgo de tipo de interés asociado a la tasa de cambio y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya han ajustado la tasa de descuento utilizada. En la determinación de la tasa WACC, el Grupo utiliza el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2011 y 2010 se han situado en los siguientes rangos:

	2011	2010
Upstream	7,6% - 14,6%	7,7% - 19,7%
Downstream	4,6% - 14,2%	4,2% - 15,7%

Para aquellas UGEs que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol YPF analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para

la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGEs en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas “variaciones razonablemente previsibles” pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGEs en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGEs a las variaciones que considera razonablemente previsibles (ver nota 5).

4

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.

Coincidiendo con la puesta en marcha de las ampliaciones y mejoras de las refinerías de Cartagena y Petronor se ha procedido a la revisión de las vidas útiles de los activos en los complejos industriales de refinación y química del Grupo Repsol YPF en España y Portugal. En este sentido, se han realizado estudios técnicos que ponen de manifiesto una prolongación de la vida útil de las principales instalaciones productivas de los mismos respecto a la inicialmente estimada. Como consecuencia de este aumento en la estimación de los años de vida útil se han reducido los porcentajes de amortización anuales de los citados activos materiales (ver nota 3.3.7.b) lo que ha supuesto en el ejercicio 2011 un menor gasto por amortización por importe de 130 millones de euros. Este cambio de estimación tendrá efecto en la cuenta de resultados del Grupo hasta el ejercicio 2039, cuando el efecto acumulado del cambio de vidas útiles en la cuenta de resultados habrá sido prácticamente neutro. Las principales instalaciones que se han visto afectadas por el cambio han sido las siguientes:

Instalaciones Complejas especializadas	Anterior al cambio	Posterior al cambio
Años de vida útil		
Unidades	8 - 15	8 - 25
Tanques de almacenamiento	20 - 30	20 - 40
Líneas y Redes	12 - 18	12 - 25

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, (iv) el test de recuperación del valor de los activos (ver nota 3.3.10 y 3.3.25) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 3.3.24).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 7 y 9).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y se aplicaron a los volúmenes de reservas calculados a 31 de diciembre de 2009. La aplicación de esta norma no tuvo efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo a dicha fecha.

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones 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 34).

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 imprevisibles que impacten los balances de impuestos de la compañía.

5

Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.108	2.146
YPF S.A.	1.861	1.802
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
EESS de Repsol Comercial P.P., S.A.	97	95
Empresas Lipigas S.A.	87	94
Otras compañías	220	208
	4.645	4.617

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	4.617	4.733
Adquisiciones	17	6
Variaciones del perímetro de consolidación	(28)	(285)
Diferencias de conversión	61	189
Saneamientos	-	(10)
Reclasificaciones y otros movimientos	(22)	(16)
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	4.645	4.617

En 2011 el epígrafe adquisiciones incluye 10 millones de euros correspondientes al fondo de comercio generado en la combinación de negocios de Repsol Nuevas Energías U.K. (ver nota 30).

Adicionalmente, en el epígrafe variaciones del perímetro de consolidación incluye la baja por la permuta de activos de EUFER (ver nota 30) por un importe de 20 millones de euros. Asimismo, en el epígrafe reclasificaciones y otros movimientos se recoge el traspaso a “Activos

y pasivos no corrientes mantenidos para la venta” de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Guatemala mantenidas a través del grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 11) por importe de 21 millones de euros. Ambos importes son proporcionales teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

En 2010 el epígrafe de variaciones del perímetro incluía la baja del fondo de comercio por importe de 291 millones de euros correspondientes a la sociedad Alberto Pascualini Refap, S.A., que se vendió en el ejercicio 2010 (ver nota 31).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente:

Millones de euros	2011	2010
Fondo de comercio bruto	4.671	4.643
Pérdidas de valor acumuladas (nota 9)	(26)	(26)
Fondo de comercio neto	4.645	4.617

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2011 y 2010 por segmentos:

Millones de euros	2011	2010
Upstream ⁽¹⁾	87	85
Downstream ⁽²⁾	589	584
YPF	1.861	1.802
Upstream	1.270	1.230
Downstream	591	572
Gas y electricidad ⁽³⁾	2.108	2.146
TOTAL	4.645	4.617

⁽¹⁾Corresponde principalmente a la UGE constituida por los activos netos de exploración y producción del Grupo en Venezuela.

⁽²⁾Corresponde a un total de 17 UGEs siendo el importe individualmente más significativo el 20% del total del segmento.

⁽³⁾A 31 de diciembre de 2011 y 2010 incluye 1.763 y 1.809 millones de euros correspondientes a los fondos de comercio registrados por Gas Natural Fenosa por la participación de ésta en las sociedades de su grupo.

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2011 y 2010.

6 Otro Inmovilizado Intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Millones de euros	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado	TOTAL
COSTE							
SALDO A 1 DE ENERO DE 2010	639	208	177	258	463	1.542	3.287
Inversiones ⁽¹⁾	43	7	13	8	59	119	249
Retiros o bajas	(21)	(20)	(103)	(4)	(4)	(21)	(173)
Diferencias de conversión	18	3	–	–	7	63	91
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	1	–	–	4	–	(28)	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾⁽⁴⁾	19	4	(5)	(11)	(14)	1.317	1.310
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	699	202	82	255	511	2.992	4.741
Inversiones ⁽¹⁾	5	7	17	9	86	478	602
Retiros o bajas	(12)	(13)	(7)	(2)	(46)	(5)	(85)
Diferencias de conversión	11	–	–	–	1	16	28
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	1	–	–	–	(1)	128	128
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾⁽⁴⁾	8	(1)	(5)	(70)	19	(31)	(80)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	712	195	87	192	570	3.578	5.334
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS							
SALDO A 1 DE ENERO DE 2010	(272)	(154)	(144)	(45)	(297)	(290)	(1.202)
Amortizaciones	(31)	(16)	(9)	–	(67)	(116)	(239)
Retiros o bajas	17	15	104	–	3	15	154
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor	(1)	–	–	5	–	–	4
Diferencias de conversión	(10)	(2)	–	–	(5)	(16)	(33)
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	–	17	17
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾⁽⁴⁾	(46)	–	–	39	11	(610)	(606)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	(343)	(157)	(49)	(1)	(355)	(1.000)	(1.905)
Amortizaciones	(31)	(15)	(9)	–	(69)	(146)	(270)
Retiros o bajas	7	5	6	–	47	–	65
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor	1	–	–	(110)	–	–	(109)
Diferencias de conversión	(7)	–	–	–	–	(9)	(16)
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	1	(1)	–
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾⁽⁴⁾	2	8	(1)	35	(18)	13	39
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	(371)	(159)	(53)	(76)	(394)	(1.143)	(2.196)
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	356	45	33	254	156	1.992	2.836
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	341	36	34	116	176	2.435	3.138

⁽¹⁾Las inversiones en 2011 y 2010 proceden de la adquisición directa de activos.

⁽²⁾ Ver notas 11 y 30.

⁽³⁾En el ejercicio 2011, la columna “Derechos de Emisión” incluía 244 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2011 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2010 por importe de 179 millones de euros. En el ejercicio 2010 la misma columna incluye 211 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2010 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2009 por importe de 178 millones de euros.

⁽⁴⁾En 2010, la columna “Otro inmovilizado” incluye principalmente una reclasificación correspondiente a activos relacionados con concesiones de servicios por un importe neto de 463 millones de euros (989 millones de euros se han reclasificado en coste y 524 millones de euros en amortización acumulada) provenientes del epígrafe “Inmovilizado material” (519 millones de euros) y del epígrafe “subvenciones” (56 millones de euros).

El Epígrafe "Otro inmovilizado" incluye principalmente:

- a. Inmovilizado intangible adquirido como consecuencia de la combinación de negocios de Gas Natural con Unión Fenosa, por importe de 584 y 625 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.
- b. Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver nota 3.3.1) por importe de 619 y 626 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión de transporte de crudos, gas y derivados en Argentina obtenidos como consecuencia de la aplicación de la Ley de Privatización (ver nota 2), así como acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia. Estos activos tienen plazos de vencimiento entre 11 y 35 años, que pueden ser prorrogados por períodos entre 10 y 30 años y a cuya finalización, las instalaciones asociadas revierten a los gobiernos correspondientes, sin que exista derecho de cobro alguno por parte de YPF y de Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2011 y 2010 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 28 y 21 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe "Ingresos de explotación".

- c. Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 213 y 242 millones de euros, a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.
- d. Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 606 y 282 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Las inversiones registradas en ambos ejercicios han ascendido a 313 y 72 millones de euros, respectivamente. La principal inversión de 2011, por importe de 216 millones de euros, corresponde a la adquisición del 70% de los bloques en el "North Slope" (Alaska) de las compañías 70 & 148, Llc. y GMT Exploration Llc, a través de la filial del Grupo Repsol E&P USA, Inc. Asimismo, en 2011 se invirtieron 52 millones de euros correspondientes a bonos de entrada en bloques en Kurdistán.
- e. El anticipo pagado en 2011 por importe de 110 millones de euros para la adquisición de bonos exploratorios en Angola.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 206 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver nota 3.3.6 c.).

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.3.6 de la nota 3.

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 97 millones de euros tanto en 2011 como en 2010, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2011 y 2010 a 82 y 71 millones de euros, respectivamente.

7

Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

	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
Millones de euros								
COSTE								
SALDO A 1 DE ENERO DE 2010	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
Inversiones	24	246	1.537	486	15	120	2.181	4.609
Retiros o bajas	(17)	(118)	(3)	(2)	(6)	(75)	(23)	(244)
Diferencias de conversión	72	663	2.295	145	51	71	60	3.357
Variación del perímetro de consolidación ⁽⁵⁾	(39)	(661)	(146)	(272)	1	(11)	(124)	(1.252)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾⁽²⁾	168	557	378	(500)	394	21	(1.330)	(312)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
Inversiones	19	240	1.984	625	12	91	2.443	5.414
Retiros o bajas	(10)	(78)	(3)	(118)	(10)	(24)	(10)	(253)
Diferencias de conversión	29	221	1.286	49	5	18	58	1.666
Variación del perímetro de consolidación ⁽⁵⁾	(3)	133	–	(1)	(2)	(17)	18	128
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾⁽²⁾	221	3.496	583	(730)	16	120	(3.922)	(216)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
SALDO A 1 DE ENERO DE 2010	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	–	(35.011)
Amortizaciones	(67)	(1.190)	(2.042)	(263)	(67)	(79)	–	(3.708)
Retiros o bajas	9	91	3	–	5	67	–	175
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(4)	(46)	(83)	(82)	–	(11)	–	(226)
Diferencias de conversión	(21)	(284)	(1.472)	(60)	(37)	(44)	–	(1.918)
Variación del perímetro de consolidación	9	273	61	99	–	4	–	446
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	2	123	191	118	351	(27)	–	758
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	–	(39.484)
Amortizaciones	(67)	(1.040)	(1.768)	(201)	(92)	(81)	–	(3.249)
Retiros o bajas	7	67	–	117	10	16	–	217
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	–	1	7	–	–	12	–	20
Diferencias de conversión	(9)	(119)	(855)	(21)	(4)	(6)	–	(1.014)
Variación del perímetro de consolidación	1	(36)	–	–	1	15	–	(19)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾⁽²⁾	(21)	50	121	373	(5)	(38)	–	480
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	–	(43.049)
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	1.973	12.474	11.343	917	1.626	554	4.698	33.585
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011⁽⁴⁾	2.140	15.409	12.698	1.010	1.557	660	3.285	36.759

⁽¹⁾En 2011 se incluyen 3.184 millones de euros correspondientes a la ampliación de la refinería de Cartagena, que se han traspasado del epígrafe "Inmovilizado en curso" a "Maquinaria e instalaciones" como consecuencia de la puesta en marcha en 2011. Adicionalmente, se incluyen traspasos al epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" por importe de 209 millones de euros correspondientes fundamentalmente a activos poseídos a través de Gas Natural que han sido vendidos en 2011 relacionados con los puntos de suministro de gas en la Comunidad de Madrid, a las sociedades de distribución eléctrica en Guatemala y a la central de ciclo combinado de Arrúbal (ver notas 11 y 31). En 2010, incluía 177 millones de euros de reclasificaciones a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de la central de ciclo combinado de Plana del Vent y los activos de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables que se van a ceder a Enel Green Power, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. También en 2010 se reclasificaron a "Activos mantenidos para la venta" la participación en BBG (47 millones de euros).

⁽²⁾ En 2010 el epígrafe reclasificaciones y otros movimientos, recogió una baja de 539 millones de euros correspondientes a los activos relacionados con concesiones de servicios que, de acuerdo CNIF 12 debían registrarse como activo intangible (ver nota 6). Adicionalmente, en el citado epígrafe, en la columna "Elementos de transporte se incluyeron 856 millones de euros correspondientes al alta de cuatro nuevos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22).

⁽³⁾ Ver nota 9.

⁽⁴⁾A 31 de diciembre de 2011 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 215 millones de euros.

⁽⁵⁾ Ver notas 30 Combinaciones de negocios y 31 Desinversiones.

En 2011 las principales inversiones se realizaron en Argentina (2.092 millones de euros), en España (2.040 millones de euros), en Brasil (247 millones de euros), en Estados Unidos (234 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (631 millones de euros), y en Portugal (42 millones de euros). En 2010 las principales inversiones se realizaron en España (1.932 millones de euros), en Argentina (1.516 millones de euros), en Brasil (442 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (465 millones de euros), en Libia (83 millones de euros), en Estados Unidos (63 millones de euros) y en Canadá (49 millones de euros).

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 766 y 3.285 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 790 y 4.698 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, 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 12.147 y 11.533 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.3 de la nota 3. En 2011 y 2010, el coste medio de activación ha sido 4,87% y 3,76% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 139 y 143 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe "Inmovilizado material" se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 158 y 150 millones de euros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2011 y 2054.

En los ejercicios 2011 y 2010 se incluyen 2.894 millones de euros y 2.869 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 1.482 millones de euros y 1.561 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.388 millones de euros y a 1.287 millones de euros 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente (ver nota 22).

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.

8

Inversiones inmobiliarias

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	TOTAL
SALDO A 1 DE ENERO DE 2010	41	(6)	35
Retiros o bajas	(2)	1	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	2	(10)	(8)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	41	(15)	26
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	4	(5)	(1)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	44	(20)	24

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2011 y 2010 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 94 y 99 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2011 y 2010 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

9

Pérdida de valor de los activos

Repsol YPF realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.3.10).

Durante el ejercicio 2011 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 96 millones de euros (ver nota 26). Esta cifra incluye una pérdida por importe de 110 millones de euros por la depreciación de los derechos de emisión de CO₂ (ver nota 35) cuyo efecto se vio compensado, casi en su totalidad, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

En el ejercicio 2011 se ha registrado una recuperación de valor por importe de 55 millones de euros correspondientes a pérdidas de valor registradas en ejercicios anteriores en relación con activos de exploración y producción en Brasil y Ecuador, debido a la evolución favorable de los parámetros de negocio.

Por otro lado, en el ejercicio 2011 se han dotado pérdidas de valor por importe de 11 millones de euros por activos de exploración en España debido a la reducción de las expectativas originales de valor de las instalaciones de Poseidón como almacén subterráneo de gas. Adicionalmente se han dotado pérdidas de valor de activos del negocio químico, por importe de 18 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en Portugal.

En mayo de 2010 Repsol YPF comunicó formalmente a la National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su decisión de discontinuar su participación en el proyecto integrado de licuefacción de gas natural en Irán (Persian LNG). Como consecuencia de ello el Grupo provisionó los activos que tenía registrados por dicho proyecto por importe de 85 millones de euros, de los cuales 52 millones de euros correspondían a activos del segmento Upstream y 33 millones de euros a activos pertenecientes al segmento GNL.

Asimismo, durante el ejercicio 2010 se registró una pérdida de valor por importe de 81 millones de euros correspondiente a activos de exploración en un área de Libia debido a incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

Adicionalmente se provisionó el valor de varios activos correspondientes al negocio químico, por un importe de 14 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España.

10

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 2011 y 2010 es el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Perú LNG Company LLC	219	193
Petrocarabobo	86	43
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	62	50
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	48	44
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	43	45
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	41	37
Guará, B.V.	40	18
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), LTD	37	30
Transierra, S.A.	27	24
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	20	19
Otras sociedades puestas en equivalencia	76	82
	699	585

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades del Grupo más significativas contabilizadas aplicando el método de participación.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	585	531
Adquisiciones	26	2
Desinversiones	-	(23)
Variaciones del perímetro de consolidación	(3)	(13)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	75	76
Dividendos repartidos	(64)	(72)
Diferencias de conversión	19	43
Reclasificaciones y otros movimientos	61	41
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	699	585

La principal inversión llevada a cabo en el ejercicio 2011 ha sido realizada en Guará, B.V. por importe de 20 millones de euros.

En el ejercicio 2010 las desinversiones corresponden a la venta de un 5% de CLH a BBK y la venta de la participación de Gas Natural Fenosa en Gas de Aragón (ver nota 31).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2011 y 2010 son los siguientes:

Millones de euros	2011	2010
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	25	29
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	16	24
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	16	19
Otras sociedades puestas en equivalencia	18	4
	75	76

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

Sociedad	% Participación
Sistemas Energético Mas Garullo ⁽¹⁾	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Regasificadora del Noroeste, S.A. ⁽¹⁾	10,50%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

⁽¹⁾ Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

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 2011 y 2010 (ver Anexo I):

Millones de euros	2011	2010
Total Activos	1.964	1.953
Total Patrimonio	699	585
Ingresos	902	667
Resultado del periodo	75	76

11

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2011 y 2010, son las siguientes:

Millones de euros	2011	2010
Fondo comercio	–	20
Inmovilizado material y otros activos intangibles	187	280
Otros activos no corrientes	43	22
Activos corrientes	28	18
	258	340
Pasivos no corrientes	19	59
Pasivos corrientes	13	94
	32	153
	226	187

Con fecha 29 de diciembre de 2011 Repsol Exploración Karabashky B.V adquirió el 100% de Eurotek, empresa que explota licencias de exploración y producción de hidrocarburos en las regiones de Khanty-Mansiysk y Yamal-Nenets ubicadas en la Federación Rusa. La adquisición se realizó a dos filiales de MDM Bank (Selena y Nord Estate Management). Esta adquisición forma parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de una sociedad conjunta que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Alliance Oil ha constituido una nueva sociedad conjunta denominada AR Oil and Gaz, B.V (AROG), que a 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con los hitos de la operación, estaba participada al 100% por Alliance Oil. La entrada de Repsol en su capital quedaba condicionada a la adquisición previa por parte de Repsol de Eurotek. En el marco de este acuerdo, Repsol aportará el 100% de Eurotek en AROG, como parte de un calendario de aportaciones que, una vez finalizado, supondrá una participación por parte de Alliance Oil en el capital social de la compañía del 51%, mientras que la participación de Repsol se situará en el 49%.

La operación ha supuesto un desembolso total de 234 millones de dólares (182 millones de euros) que se ha instrumentado mediante (i) un pago al vendedor por importe de 34 millones de euros, (ii) un préstamo de Repsol Exploración Karabashky a Eurotek, por importe de 141 millones de euros, para cancelar los pasivos asumidos por la sociedad con anterioridad a la fecha de adquisición y (iii) la aportación a una cuenta escrow por importe de 7 millones de euros como anticipo al vendedor por las licencias que se les venderán con posterioridad y que serán reembolsados a Eurotek tras la venta. Desde la fecha de su adquisición, esta sociedad ha sido clasificada como activo no corriente mantenido para la venta hasta el momento de su aportación a la sociedad conjunta de acuerdo con el calendario previsto de la operación.

El 8 de abril de 2010, Repsol YPF y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vendía a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 87 millones de euros. De esta cifra, 16 millones de euros estaban condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación. Asimismo, en 2010 se recibió un anticipo a cuenta de esta transacción por importe de 70 millones de euros, que se recogió en el epígrafe de desinversiones del estado de flujos de efectivo. La operación se hizo efectiva el 3 de octubre de 2011, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes por un importe definitivo de 79 millones de euros (ver nota 31), dándose de baja activos y pasivos netos en este epígrafe por importe 51 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas (adicionales a los 300.000 puntos de suministro vendidos al Grupo Madrileña Red de Gas descritos en la nota 31), así como otros contratos asociados en la zona de Madrid por un importe total de 11 millones de euros. Esta transacción está sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes. Desde la fecha del acuerdo, estos activos, se consideran como activos no corrientes mantenidos para la venta. Los importes en millones

de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En julio de 2010, Gas Natural Fenosa acordó con el Grupo Alpiq la venta de 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros. A 31 de diciembre de 2010, los activos del grupo para los que se ha acordado su venta se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las autorizaciones pertinentes, la venta se realizó el 1 de abril de 2011 sin que haya generado impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas. Además, Alpiq dispone de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400MW durante un período de 2 años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 59 millones de euros, que corresponde al valor de mercado de dicho derecho. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power acordaron finalizar la colaboración en energías renovables que hasta entonces mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), sociedad en la que cada uno era accionista con un 50%. A 31 de diciembre de 2010, la parte de los activos y pasivos que figuraban en el balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que serían cedidos a Enel Green Power fueron reconocidos como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta por importe neto de 55 millones de euros. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la operación se ha realizado el 27 de mayo de 2011. Como consecuencia de esta transacción cada uno de los accionistas recibió aproximadamente la mitad de los activos y pasivos de la actividad de energías renovables que se venía realizando (ver nota 30). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En febrero de 2010 se vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a PDVSA, que a 31 de diciembre de 2009 se encontraban registrados en este epígrafe tras los acuerdos de compra-venta y cesión que se habían alcanzado en dicha fecha con PDVSA y PDVSA GAS, respectivamente. Como consecuencia de esta venta se dieron de baja 132 millones de euros.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, que fueron vendidos en abril de 2010, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, dándose de baja activos y pasivos en este epígrafe por importe de 163 y 36 millones de euros, respectivamente, (teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de Méjico con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río que fueron vendidas en junio de 2010, tras obtener la aprobación de las autoridades mejicanas, habiéndose dado de baja en este epígrafe activos y pasivos por importe de 431 y 126 millones de euros, respectivamente (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

12

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	2011	2010
Activos financieros no corrientes	2.450	1.789
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	-	2
Otros activos financieros corrientes	674	684
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	68	40
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.677	6.448
	5.869	8.963

⁽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 2011 y 2010, clasificados por clases de activos es el siguiente:

31 DE DICIEMBRE DE 2011							
NATURALEZA / CATEGORÍA	Valor contable						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	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	128	-	-	-	128
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	65	-	2.212	45	-	2.322
LARGO PLAZO / NO CORRIENTE	-	65	128	2.212	45	-	2.450
Derivados	176	-	-	-	-	58	234
Otros activos financieros ⁽¹⁾	-	84	-	463	2.638	-	3.185
CORTO PLAZO / CORRIENTES	176	84	-	463	2.638	58	3.419
TOTAL	176	149	128	2.675	2.683	58	5.869

31 DE DICIEMBRE DE 2010							
NATURALEZA / CATEGORÍA	Valor contable						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	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	150	-	-	-	150
Derivados	2	-	-	-	-	-	2
Otros activos financieros	-	64	-	1.509	66	-	1.639
LARGO PLAZO / NO CORRIENTE	2	64	150	1.509	66	-	1.791
Derivados	37	-	-	-	-	71	108
Otros activos financieros ⁽¹⁾	-	346	-	601	6.117	-	7.064
CORTO PLAZO / CORRIENTES	37	346	-	601	6.117	71	7.172
TOTAL	39	410	150	2.110	6.183	71	8.963

⁽¹⁾ En el epígrafe "Otros activos no corrientes" y en los epígrafes "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" del balance, se incluyen en 2011, 344 millones de euros a largo plazo y 8.634 millones de euros a corto plazo, y en 2010, 320 millones de euros a largo plazo y 7.989 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Activos financieros mantenidos para negociar	23	8	153	31	-	-	176	39
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	149	410	-	-	-	-	149	410
Activos financieros disponibles para la venta ⁽¹⁾	57	71	-	-	-	-	57	71
Derivados de cobertura	-	-	58	71	-	-	58	71
TOTAL	229	489	211	102	-	-	440	591

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a los fondos de inversión del Grupo.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

⁽¹⁾ No incluye 71 y 79 millones de euros en 2011 y 2010 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.3.11, Activos financieros corrientes y no corrientes).

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

12.1

Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver nota 21).

12.2 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 2011 y 2010 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión y adicionalmente, en 2011 incluye la inversión realizada en títulos de deuda por importe de 36 millones de euros.

12.3 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 financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	150	173
Inversiones	12	1
Desinversiones	(4)	(39)
Ajustes a valor razonable	(16)	8
Variaciones del perímetro de consolidación	(6)	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos	(8)	8
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	128	150

En el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de Indra, que había sido reclasificado a este epígrafe desde el epígrafe de Activos mantenidos para la venta en julio de 2009, por un importe de 38 millones de euros, lo que supuso una plusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Los ajustes por valoraciones a valor razonable corresponden fundamentalmente a la participación en Alliance Oil Company (sociedad que absorbió la antigua West Siberian Resources) por importe de 13 millones de euros negativos en 2011 y 11 millones de euros positivos en 2010.

12.4 Préstamos y partidas por cobrar

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

Millones de euros	Valor contable		Valor razonable	
	2011	2010	2011	2010
No corrientes	2.212	1.509	2.432	1.689
Corrientes	463	601	463	601
	2.675	2.110	2.895	2.290

Dentro de los préstamos no corrientes se incluyen los concedidos al Grupo Petersen en 2011 y 2010 como consecuencia de las ventas de participación en YPF (ver nota 31), cuyo saldo asciende a 1.542 y 940 millones a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Estos importes incluyen principal e intereses devengados a la fecha. El primero de estos préstamos, otorgado en 2008 por un principal de 1.016 millones de dólares (785 millones de euros), devenga un interés anual de 8,12% hasta de mayo de 2013 (momento en que se iniciará la amortización del principal) y de 7% a partir de entonces. El segundo préstamo, otorgado en 2011 por un principal de 626 millones de dólares (484 millones de euros), devenga un interés anual de 7,40% hasta noviembre de 2016 (momento en que se iniciará la amortización del principal) y de 6,50% a partir de entonces.

Por otro lado, en este epígrafe también se incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa, a una compañía del Grupo Contour Global por importe de 77 millones de euros (teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo Gas Natural Fenosa) como consecuencia de la venta en 2011 de una central de ciclo combinado en Arrúbal (La Rioja). Este préstamo está garantizado por las acciones de esta compañía y por otros activos y devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.

Adicionalmente en los préstamos y partidas a cobrar no corrientes se incluyen 34 millones de euros, correspondientes a las concesiones que se consideran activos financieros de acuerdo con el CINIF12 "Acuerdos de concesiones de servicios" que el Grupo mantiene a través de su participación en Gas Natural Fenosa tanto en 2011 como en 2010.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran los concedidos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 310 y 324 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente. En el ejercicio 2011 dicha cifra incluye provisiones por deterioro por importe de 21 millones de euros.

En los préstamos y partidas a cobrar corrientes figuran 370 y 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa. Durante el ejercicio 2011 se han realizado once emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (ver nota 31). Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 7,53% y 7,65% en 2011 y 2010.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes el siguiente:

Vencimiento en	2011	2010
Millones de euros		
2012	–	38
2013	124	68
2014	80	75
2015	76	69
2016	103	69
Años posteriores	1.829	1.190
	2.212	1.509

12.5 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Millones de euros	2011	2009
Inversiones Financieras no corrientes	45	66
Inversiones Financieras temporales	8	4
Equivalentes de efectivo	1.327	3.993
Caja y Bancos	1.303	2.120
	2.683	6.183

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento coincide con su valor contable.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,90% y 1,22% en 2011 y 2010, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2011 el Grupo posee directamente títulos de deuda de Argentina por importe de 2 millones de euros con vencimiento entre 2017 y 2024.

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

Vencimiento en	2011	2010
Millones de euros		
2012	–	26
2013	22	14
2014	5	3
2015	3	3
2016	3	3
Años posteriores	12	17
	45	66

13

Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Millones de euros	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011
Crudo y Gas natural	2.459
Productos terminados y semiterminados	4.197
Materiales y otras existencias	622
	7.278
Millones de euros	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010
Crudo y Gas natural	2.323
Productos terminados y semiterminados	2.984
Materiales y otras existencias	530
	5.837

En el ejercicio 2011 se ha registrado un gasto neto de 33 millones de euros y en el ejercicio 2010 un ingreso neto de 4 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 al menor entre su coste y su valor neto de realización.

Respecto a las materias primas, en el ejercicio 2010 se registró un gasto neto de 9 millones de euros en el epígrafe "Aprovisionamientos" como consecuencia de la valoración, al menor entre su coste y su valor neto de realización. En 2011 el importe registrado por este concepto fue inferior a 1 millón de euros.

A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe de existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 229 y 242 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un gasto de 51 millones de euros en 2011 y un ingreso de 6 millones de euros en 2010.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2011, como a 31 de diciembre de 2010 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

14

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.959	6.084
Provisión por insolvencias	(404)	(289)
Cientes por ventas y prestación de servicios	6.555	5.795
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores ⁽¹⁾⁽²⁾	1.248	1.508
Deudores por operaciones con el personal	101	53
Administraciones públicas	730	633
Derivados por operaciones comerciales ⁽³⁾	68	40
Otros deudores	2.147	2.234
Activos por impuesto corriente	520	369
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9.222	8.398

⁽¹⁾ El saldo a 31 de diciembre de 2010 de este epígrafe en las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2010, incluía 171 millones de euros adicionales (el importe total ascendía a 1.679 millones de euros) que, a efectos comparativos, han sido clasificados en la línea del balance "otros activos corrientes" y que corresponden, fundamentalmente, a periodificaciones.

⁽²⁾ El Grupo ha registrado una provisión por deterioro de cuentas a cobrar registradas por importe de 132 millones de euros como consecuencia de la suspensión temporal del otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa "Petróleo Plus" en Argentina (ver nota 2).

⁽³⁾ Este importe se incluye en los conceptos descritos en la nota 12.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	289	395
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	64	70
Variaciones de perímetro de consolidación	(1)	–
Diferencias de conversión	2	22
Reclasificaciones y otros movimientos	50	(198)
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	404	289

15

Patrimonio neto

15.1

Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2011 y 2010 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus American Depositary Shares (ADSs) en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) y el día 4 de marzo los ADSs de Repsol dejaron de cotizar en dicho mercado. Posteriormente y tras la solicitud presentada por la Sociedad el 7 de marzo de 2011, la exclusión del registro de los ADS en la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) devino efectiva en junio de 2011.

La Compañía mantiene su Programa de ADS, que comenzaron a cotizar en el mercado OTCQX el 9 de marzo de 2011.

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 si bien, de conformidad con el régimen legal vigente aplicable a las sociedades anónimas cotizadas, dicha limitación es nula desde el pasado 1 de julio de 2011. Dentro de la reforma del Gobierno Corporativo de la Sociedad que se someterá a la consideración de la próxima Junta General Ordinaria, está previsto proponer la supresión de esta cláusula de los Estatutos.

Al estar representadas las acciones de Repsol YPF por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos en el siguiente cuadro recogen la información de la que dispone la Sociedad a 31 de diciembre de 2011 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV):

Accionista	% total sobre el capital social
CaixaBank	12,84
Sacyr Vallehermoso, s.a. ⁽¹⁾	10,01
Petróleos Mexicanos ⁽²⁾	9,49

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

⁽²⁾Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,49% del capital social de la Compañía.

El 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos y P.M.I. Holdings, B.V. (el "Grupo Pemex") suscribieron un pacto parasocial, el cual fue informado a la Sociedad y comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en cumplimiento de la normativa aplicable. De acuerdo con la información hecha pública por ambos accionistas, Sacyr Vallehermoso, S.A. y el Grupo Pemex suscribieron el 31 de enero de 2012 un convenio de terminación anticipada del pacto.

A 31 de diciembre de 2011 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)	23,74	21,20	euros			
			Buenos Aires	142,00	137,54	pesos			
Gas Natural SDG, s.a.	991.672.139	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	13,27	12,77	euros			
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	167,55	164,74	pesos			
			Nueva York (NYSE)	34,68	35,60	dólares			
Refinería La Pampilla, s.a.	721.280.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,89	0,83	soles			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%							
			Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas	25,34	27,78	euros
			Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

15.2

Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

15.3

Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital 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 contabilizada 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 expuesta, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente 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 todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

15.4

Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

En 2011, el Grupo adquirió un total de 6.685.499 acciones propias, representativas del 0,55% del capital social, con un valor nominal de 1 euro por acción, por un importe de 125 millones de euros. Las mencionadas acciones han sido enajenadas en el ejercicio por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros. Estas operaciones han supuesto una plusvalía, registrada en el epígrafe "Otras reservas", que asciende a 15 millones de euros.

Por otro lado, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, la Compañía ha adquirido un total de 298.117 acciones, representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ha ascendido a 6,6 millones de euros, que ha entregado a empleados del Grupo Repsol YPF en el marco del plan de acciones para empleados descrito en la nota 18.

Adicionalmente, el 20 de diciembre de 2011 fueron adquiridas 122.086.346 acciones propias, representativas del 10% del capital social de la compañía, con valor nominal de 1 euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre. Esta adquisición vino motivada por la decisión comunicada por los bancos acreedores de Sacyr Vallehermoso de no renovar el crédito concedido en su día a esa compañía para la adquisición de un 20% del capital de Repsol YPF, o de condicionar su refinanciación parcial a la venta de un 10% de esta última. La adquisición de este paquete se realizó a un precio de 21,066 euros por acción por un importe de 2.572 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2011, las acciones propias mantenidas por Repsol YPF o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 10% de su capital social, mientras que a 31 de diciembre de 2010, ni Repsol YPF, ni ninguna de sus sociedades filiales mantenían acciones de Repsol YPF.

15.5

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 apartado 3.3.24 de la nota 3 y nota 21).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3.3.1, así como la valoración a valor razonable de los

instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver nota 21) según el procedimiento descrito en el apartado 3.3.24 de la nota 3.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2011 y 2010, son los siguientes:

Millones de euros	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		TOTAL	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	4	(1)	-	-	4	(1)
Por coberturas de flujos de efectivo	24	19	(20)	(25)	4	(6)
Diferencias de conversión	(9)	(120)	-	-	(9)	(120)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	5	6	-	-	5	6
	24	(96)	(20)	(25)	4	(121)

15.6

Dividendos

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2011 y 2010:

	31 / 12 / 2011			31 / 12 / 2010		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe ⁽¹⁾	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe ⁽²⁾
Acciones ordinarias	105,0%	1,050	1.282	42,5%	0,425	519
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	105,0%	1,050	1.282	42,5%	0,425	519
a) Dividendos con cargo a resultados	105,0%	1,050	1.282	42,5%	0,425	519
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

⁽¹⁾ Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta (pagado el 13 de enero de 2011) y complementario (pagado el 7 de julio de 2011) del ejercicio 2010.

⁽²⁾ Este importe corresponde al pago del dividendo complementario del ejercicio 2009 pagado el 8 de julio de 2010.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2011 y 2010 corresponde al dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2011 el importe ha ascendido a 635 millones de euros (0,5775 euros brutos por acción, pagado el 10 de enero de 2012 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución) y en 2010 a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2010, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 15 de Abril de 2011, ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta General de Accionistas un nuevo sistema de retribución para los accionistas. Al amparo de este sistema, la Sociedad les ofrecería una alternativa que les permitiría recibir acciones liberadas de Repsol YPF, S.A., sin limitar su posibilidad de percibir una retribución en efectivo.

Esta opción se instrumentaría a través de un aumento de capital liberado, que deberá ser objeto de aprobación por la Junta General. En ese caso, el aumento del capital liberado podrá ser ejecutado por el Consejo de Administración en el plazo de un año desde el acuerdo de la Junta General. Está previsto que la ejecución de la ampliación se lleve a cabo en fechas cercanas a aquellas en las que tradicionalmente se ha venido abonando a los accionistas el dividendo complementario.

En la ejecución del aumento de capital, cada accionista de la Sociedad recibiría un derecho de asignación gratuita por cada acción de Repsol YPF, S.A. que posea. Los referidos derechos serían objeto de negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia.

En función de la alternativa escogida, cada uno de los accionistas podría recibir, bien nuevas acciones liberadas, o bien un importe en efectivo como consecuencia de la venta de los derechos de asignación gratuita a la Sociedad (en virtud del compromiso que asumiría la Sociedad, a un precio fijo garantizado) o en el mercado (en cuyo caso, la contraprestación variaría en función de la cotización de los derechos de asignación gratuita).

La Sociedad prevé que la retribución por acción correspondiente al ejercicio 2011 será, aproximadamente, un 10% superior a la percibida con cargo a los resultados del ejercicio 2010.

La ampliación de capital se efectuaría libre de gastos y comisiones para los suscriptores en cuanto a la asignación de las nuevas acciones emitidas. La Sociedad asumiría los gastos de emisión, suscripción, puesta en circulación, admisión a cotización y demás relacionados con la ampliación de capital. Sin perjuicio de lo anterior, las entidades participantes en Iberclear en las que se encuentren depositadas las acciones podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y los gastos repercutibles a los accionistas en concepto de administración y tramitación de órdenes de compra y venta de derechos de asignación gratuita que libremente determinen.

15.7

Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el que se detalla a continuación:

	2011	2010
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	2.193	4.693
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.216	1.221
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (EUROS)	2011	2010
Básico	1,80	3,84
Diluido	1,80	3,84

15.8

Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2011 y 2010 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

Millones de euros	2011	2010
YPF, S.A. ⁽¹⁾	2.762	1.149
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa ⁽²⁾	494	478
Refinería La Pampilla, S.A.	134	98
Petronor, S.A.	100	96
Otras compañías	15	25
TOTAL	3.505	1.846

⁽¹⁾El incremento se ha producido como consecuencia de las ventas de participación en YPF en 2011 (ver nota 31).

⁽²⁾Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 y 226 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

16

Subvenciones

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 118 millones de euros y 110 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (64 millones de euros en 2011 y 80 millones de euros en 2010).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe "Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras". Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe "Otros ingresos de explotación" ha ascendido a 72 y 227 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente.

17

Provisiones corrientes y no corrientes

El saldo a 31 de diciembre de 2011 y 2010, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2011 y 2010, han sido los siguientes:

Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes

Millones de euros	Provisión para pensiones ⁽⁴⁾	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente	Emisión de CO ₂	Otras provisiones	TOTAL
SALDO A 1 DE ENERO DE 2010	243	1.138	392	222	180	1.204	3.379
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	23	96	99	75	179	563	1.035
Aplicaciones con abono a resultados ⁽²⁾	(2)	(1)	-	(3)	(1)	(135)	(142)
Cancelación por pago	(24)	(29)	(43)	(50)	-	(160)	(306)
Variaciones del perímetro de consolidación	(21)	(8)	(5)	-	4	(2)	(32)
Diferencias de conversión	15	76	29	14	-	39	173
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	23	161	(55)	(4)	(180)	124	69
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	257	1.433	417	254	182	1.633	4.176
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	15	94	50	82	94	200	535
Aplicaciones con abono a resultados ⁽²⁾	(1)	(4)	(73)	(3)	-	(107)	(188)
Cancelación por pago	(27)	(41)	(96)	(80)	(2)	(115)	(361)
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Diferencias de conversión	1	64	4	7	-	12	88
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	11	298	-	(5)	(179)	(96)	29
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	255	1.844	302	255	95	1.527	4.278

⁽¹⁾Incluye 186 y 199 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2011 y 2010, respectivamente.

⁽²⁾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.

⁽³⁾El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 333 y 178 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios. Adicionalmente, el epígrafe "Otras provisiones" en 2011 incluye la reclasificación al epígrafe "Acreedores comerciales" de 355 millones de euros tras el acuerdo alcanzado entre Gas Natural Fenosa y Sonatrach para resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas de Sagane, S.A., sociedad perteneciente al Grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 34), que han sido pagados. Los importes anteriores corresponden a la parte proporcional teniendo en cuenta la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa. En 2011 el citado epígrafe incluye también adiciones realizadas como consecuencia de riesgos asociados a transacciones en el exterior (ver nota 24).

⁽⁴⁾ Ver nota 18.

Dentro del epígrafe “Otras provisiones” se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. En las notas 24 Situación Fiscal y 34 Pasivos Contingentes y compromisos se incluye información adicional sobre las mismas.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2011. No obstante, debido a las características de los riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

Millones de euros	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	TOTAL
Provisión por pensiones	3	88	164	255
Provisión por Desmantelamientos de campos	46	605	1.193	1.844
Provisión por contratos	2	230	70	302
Provisiones medioambientales	105	115	36	256
Provisión por emisiones de CO ₂	95	–	–	95
Otras provisiones	201	743	582	1.526
TOTAL	452	1.781	2.045	4.278

18

Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal

a. Planes de pensiones 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:

- ii. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- iii. 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 y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

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

El coste anual cargado en la cuenta de “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 52 millones de euros en 2011 y 2010.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este

plan cargado en el epígrafe “Gastos de personal” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2011 y 2010 ha ascendido a 3 y 4 millones de euros, respectivamente.

b. Planes de pensiones de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa e YPF Holdings, una filial de YPF, tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	2011	2010
España (ver b.1)	107	109
Colombia (ver b.2)	85	81
Brasil (ver b.3)	18	17
Estados Unidos (ver b.4)	33	30
Resto	12	20
TOTAL	255	257

b.1. A 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

b.4. YPF Holdings, una filial de YPF, a 31 de diciembre de 2011 mantiene un plan de pensiones no contributivo, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. 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.

Adicionalmente, USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	2011				2010			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Valor actual de las obligaciones								
A 1 DE ENERO	362	81	52	30	361	67	73	20
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	-	-	-	1	-	(41)	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	-	1	-	1	1
Coste de intereses	14	6	5	2	16	6	6	1
Ganancias y pérdidas actuariales	(13)	9	8	4	(1)	8	11	4
Beneficios pagados	(27)	(10)	(4)	(4)	(29)	(10)	(4)	(2)
Trasposos y cancelaciones	3	(3)	-	1	12	-	-	3
Diferencias de conversión	0	2	(5)	-	-	10	6	3
A 31 DE DICIEMBRE	340	85	56	33	362	81	52	30
Valor razonable activos del plan								
A 1 DE ENERO	253	-	35	-	244	-	52	-
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	-	-	-	1	-	(27)	-
Rendimiento esperado	10	-	4	-	11	-	5	2
Aportaciones	3	-	2	-	11	-	-	1
Ganancias y pérdidas actuariales	(13)	-	4	-	2	-	2	(3)
Prestaciones pagadas	(20)	-	(3)	-	(29)	-	(3)	-
Trasposos	-	-	-	-	13	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(4)	-	-	-	6	-
A 31 DE DICIEMBRE	233	-	38	-	253	-	35	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	107	85	18	33	109	81	17	30

⁽¹⁾En el ejercicio 2009, el Grupo tenía determinados planes de pensiones, a través de su participación en REFAP en Brasil, si bien dicha participación fue vendida en diciembre de 2010.

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	2011				2010			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	-	1	-	1	1
Coste por intereses	14	6	5	2	16	6	6	1
Rendimiento previsto activos del plan	(9)	-	(4)	-	(11)	-	(5)	(2)
Cargo en la cuenta de resultados	6	6	1	2	6	6	2	-

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 12 y 11 millones de euros para los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través de sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2011 y 2010, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 14 y 16 millones de euros, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2011				2010			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento ⁽¹⁾	3,1% a 4,9%	7,80%	11,40%	5,61% a 3,4%	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 7,70%	5,54% a 4,65%
Rendimiento previsto sobre activos de plan ⁽¹⁾	3,1% a 4,9%	7,80%	12,80%	N / A	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 6,10%	N / A
Incrementos futuros en salario ⁽¹⁾	3,00%	2,75%	7,60%	N / A	3,00%	2,70%	6,6% - 2,24%	N / A
Incrementos futuros en pensión ⁽¹⁾	2,50%	2,75%	5,50%	N / A	2,50%	2,70%	0,00%	N / A
Tipo de inflación ⁽¹⁾	2,50%	2,75%	5,50%	N / A	2,50%	2,70%	4,50% - 4%	N / A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83/ PERMF 2000		PERMF ISS 2000	1980/89 - RV08	AT-83/ AT 2000	

⁽¹⁾ Anual

c. 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 basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas 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 programas de incentivos 2008-2011, 2009-2012, 2010-2013 y 2011-2014, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2008-2011) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2011 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2012.

Los cuatro programas vigentes (2008-2011, 2009-2012, 2010-2013 y 2011-2014), 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 programa 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 a la media de las valoraciones individuales de desempeño obtenidas por beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, resultados que a su vez entran a formar parte de la retribución variable anual a percibir por el mismo.

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, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en el punto 18.d) apartado i.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2011 y 2010 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 21 y 25 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 56 y 50 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d. Planes retributivos en acciones

La Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, aprobó dos propuestas de planes retributivos en acciones de Repsol YPF, S. A.:

- i. El primero de los planes indicados (el “Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual”), contempla para sus beneficiarios un abono de acciones vinculado a ciertos requisitos de inversión y permanencia en el Grupo.

Este Plan, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018), está dirigido a los Consejeros Ejecutivos, al resto de directivos y a empleados del Grupo que sean beneficiarios de determinados programas de retribución plurianual en efectivo, y permite a los beneficiarios que así lo deseen (“los Participantes”), invertir en acciones de Repsol YPF, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que perciban en el año de inicio de cada ciclo. Dicha inversión deberá realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente (Inversión Inicial).

Los Participantes de cada uno de los Ciclos del Plan tendrán derecho a recibir una acción de Repsol YPF, S.A. por cada tres acciones adquiridas en la Inversión Inicial correspondiente a cada ciclo, siempre que todas las acciones adquiridas en la Inversión Inicial se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años (Período de Consolidación).

Un total de 350 empleados se han acogido al Primer Ciclo del Plan (2011-2014) adquiriendo un total de 227.498 acciones a un precio medio de 23,5357 euros por acción, de forma que el compromiso de entrega de acciones del Grupo con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al Período de Consolidación hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 75.710 acciones. Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2011 se ha registrado un gasto en el epígrafe “gastos de personal” con contrapartida en el epígrafe “Otras reservas” del patrimonio neto por importe de 0,23 millones de euros.

- ii. El segundo de los planes, denominado “Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012”, se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol YPF en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir hasta 12.000 euros de su retribución anual en 2011 y 2012 en acciones de la Sociedad, al precio de cierre de la acción en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario, establecidas con carácter mensual. En el ejercicio 2011, de acuerdo con lo descrito en la nota 15.4, el Grupo ha comprado 298.117 acciones propias por un importe total de 6,6 millones de euros, con objeto de entregarlas a los empleados del Grupo. Estas acciones representan el 0,024% sobre el total de acciones emitidas de Repsol YPF, S.A.

Las acciones a entregar en ambos planes podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol YPF, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

31 DE DICIEMBRE DE 2011					
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	–	4.806	–	4.806	4.819
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	–	10.331	–	10.331	10.476
Derivados	6	–	203	209	209
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	6	15.137	203	15.346	15.504
Deudas con entidades de crédito	–	2.896	–	2.896	2.901
Obligaciones y otros valores negociables	–	2.006	–	2.006	2.007
Derivados	115	–	12	127	127
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	115	4.902	12	5.029	5.035
TOTAL	121	20.039	215	20.375	20.539

31 DE DICIEMBRE DE 2010					
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	–	4.716	–	4.716	4.776
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	–	10.089	–	10.089	10.228
Derivados	6	–	130	136	136
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	6	14.805	130	14.941	15.140
Deudas con entidades de crédito	–	1.872	–	1.872	1.872
Obligaciones y otros valores negociables ⁽²⁾	–	2.352	–	2.352	2.366
Derivados	219	–	34	253	253
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	219	4.224	34	4.477	4.491
TOTAL	225	19.029	164	19.418	19.631

⁽¹⁾Incluye acciones preferentes por importe de 3.179 y 3.205 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

⁽²⁾Incluía acciones preferentes por importe de 543 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. El 8 de febrero de 2011 el grupo amortizó el 100% de las participaciones preferentes de Repsol International Capital que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE) (ver nota 1).

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, los estados financieros incluyen importes correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 22.1) en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” (2.864 y 2.852 millones de euros, respectivamente) y “Otros acreedores” (223 millones de euros tanto en 2011 como en 2010).

Pasivos financieros

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

Millones de euros	2011	2010
Pasivos financieros no corrientes	15.345	14.940
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	3	1
Pasivos financieros corrientes	4.985	4.362
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	42	115
	20.375	19.418

⁽¹⁾Los derivados por operaciones comerciales se encuentra registrados en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Millones de euros								
Pasivos financieros mantenidos para negociar	16	60	105	165	–	–	121	225
Derivados de cobertura	–	–	215	164	–	–	215	164
TOTAL	16	60	320	329	–	–	336	389

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones en variables que no son directamente observables en el mercado.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detalla en el apartado 20.1.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 20.

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

	2011		2010	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	6.456	3,67%	6.695	3,63%
Acciones Preferentes	3.229	3,70%	3.698	3,46%
Obligaciones	8.474	4,43%	8.695	4,34%
	18.160	4,03%	19.088	3,92%

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 2011 y 2010:

	SALDO AL 31 / 12 / 2010	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 11
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.453	5.325	(4.912)	(30)	11.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	–	–	–	–	–
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	988	130	(602)	(15)	501
TOTAL	12.441	5.455	(5.514)	(45)	12.337

	SALDO AL 31 / 12 / 2009	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 10
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	10.697	4.597	(3.804)	(37)	11.453
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	2	–	(2)	–	–
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	852	101	(18)	53	988
TOTAL	11.551	4.698	(3.824)	16	12.441

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa a medio plazo de “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Programme” (EMTNs) registrado el 27 de octubre de 2011 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo. El 12 de diciembre 2011 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 850 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,250% y con vencimiento de 4 años y 2 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V., mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol YPF S.A. El 12 de noviembre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2011, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 3.456 millones de euros y 54 millones de dólares al amparo de este Programa. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2011 era de 707 y a 31 de diciembre de 2010 era de 1.432 millones de euros.

El día 8 de febrero de 2011 se amortizaron las Participaciones Preferentes Serie A emitidas por Repsol International Capital LTD. y garantizadas por Repsol YPF S.A. por importe 725 millones de dólares.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 23 de marzo de 2010 por un importe de 300 millones de euros siendo el emisor la sociedad de su grupo Unión Fenosa Finance B.V. Durante el ejercicio 2011 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 626 millones de euros. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el saldo dispuesto por el programa ECP era de 80 y 108 millones de euros, respectivamente, siendo el disponible 220 y 193 millones de euros, respectivamente. Gas Natural Fenosa dispone también de un programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros, cuyo saldo dispuesto a 31 de diciembre de 2011 ascendió a 20 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa mantiene un programa de European Medium Term Notes (EMTNs) a medio plazo que, tras la última ampliación en noviembre de 2011, tiene un límite de 3.600 millones de euros. Al amparo de este programa, con fecha 25 de enero y 10 de mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, realizó sendas emisiones de bonos en el euromercado por importe de 180 y 150 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe total dispuesto al amparo de este programa asciende a 2.415 y 2.096 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

YPF realizó en junio 2011, una emisión de bonos en mercado doméstico argentino de 300 millones de pesos argentinos (51 millones de euros) con vencimiento a 18 meses.

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural México, S.A. de C.V. registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por importe de 3.001 millones de pesos mexicanos (163 millones de euros). Al amparo de este programa, se cerró una emisión de deuda a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 1.200 millones de pesos (66 millones de euros), con la garantía de Gas Natural SDG, S.A. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El 24 de marzo de 2010 Gas Natural SDG firmó un préstamo por importe de 1.205 millones de euros bajo la modalidad “Club Deal” con un total de 18 bancos. El importe total del préstamo se divide en 301 millones de euros con vencimiento a 3 años y 904 millones de euros con vencimiento a 5 años. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Por su parte, el día 5 de mayo de 2010 venció por importe 943 millones de euros, un bono emitido por Repsol International Finance B.V., garantizado por Repsol YPF S.A.

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2011 y 2010 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

	SALDO AL 31 / 12 / 10	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 11
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	30	-	-	1	31

	SALDO AL 31 / 12 / 09	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 10
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	28	-	-	2	30

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 nominal de 5.486 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. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en marzo de 2009 y diciembre de 2011, pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol YPF, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol YPF quedara situada por debajo del grado de inversión.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 185 millones de euros (correspondientes a un nominal de 170 millones de dólares y 300 millones de pesos argentinos), 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 de YPF y sus filiales. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un porcentaje que varía entre el 10% y el 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural Fenosa tiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 447 millones de euros que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros que corresponden en su mayor parte a deudas contraídas por el antiguo grupo Unión Fenosa y a deuda de sociedades latinoamericanas en operaciones de financiación en su mercado local sin recurso a la matriz. Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos, a 31 de diciembre de 2011 asciende a 244 millones de euros, respectivamente. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

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.

El 8 de febrero de 2011 se amortizaron el 100% de estas participaciones preferentes que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente. Estas participaciones preferentes tenían un valor contable en el balance a 31 de diciembre de 2010 de 543 millones de euros.

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 los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 3.000 y 3.025 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes" de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros. El valor contable de dichas participaciones preferentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010 asciende a 179 y 180 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes" de los balances de situación consolidados adjuntos. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

20

Gestión de riesgos financieros y del capital

20.1

Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

20.1.1 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: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

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.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los "Ajustes por cambios de valor") de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a. Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 21).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	2011	2010
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(2)	5
	-5%	2	(6)
Efecto en el patrimonio neto	5%	98	(30)
	-5%	(109)	33

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2011, hubiera supuesto en 2011 una variación aproximada en el resultado neto después de impuestos de -5 millones de euros y 50 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2010 hubiera supuesto una disminución de -4 millones de euros, y 53 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2011 un descenso en patrimonio de -0,7 millones de euros y un aumento de 0,1 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2010 habría supuesto un descenso de -0,9 millones de euros y -1,5 millón de euros, respectivamente.

b. Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol YPF contrata 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 (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2011 y 2010 la deuda financiera neta (ver nota 20.2) incluyendo acciones preferentes a tipo fijo ascendía a 9.468 y 9.917 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 64% y 90%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo acciones preferentes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2011	2010
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(27)	(5)
	-50	26	5
Efecto en el patrimonio neto	+50	48	20
	-50	(51)	(21)

c. 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 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 cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+) / disminución (-) de un 10%	2011	2010
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(55)	(85)
	-10%	59	85

20.1.2 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, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 49% de la totalidad de su deuda bruta y el 41% de la misma incluyendo las acciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.482 y 5.690 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

31 DE DICIEMBRE DE 2011							
Millones de euros	VENCIMIENTOS						TOTAL
	2012	2013	2014	2015	2016	Siguientes	
Proveedores	4.757	–	–	–	–	–	4.757
Otros acreedores	6.522	–	–	–	–	–	6.522
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	5.305	3.014	3.534	1.753	1.721	3.917	19.244
Acciones preferentes ^{(1) (2)}	164	343	156	156	152	3.000	3.970
Derivados ⁽³⁾	104	28	56	15	10	65	278

31 DE DICIEMBRE DE 2010							
Millones de euros	VENCIMIENTOS						TOTAL
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	
Proveedores	4.539	–	–	–	–	–	4.539
Otros acreedores	5.550	–	–	–	–	–	5.550
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	4.071	2.157	2.703	3.140	1.631	4.099	17.801
Acciones preferentes ^{(1) (2)}	632	137	310	130	130	3.000	4.339
Derivados ⁽³⁾	40	20	11	33	4	15	123

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" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

⁽²⁾ Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Las preferentes en dólares emitidas por Repsol International Capital han sido amortizadas el 8 de febrero del 2011 (ver nota 19). En la tabla de 2011 al igual que en 2010 se ha supuesto que las preferentes en euros emitidas por Repsol International Capital se cancelarán con posterioridad a 2016. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

⁽³⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 21.

20.1.3 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, alineados con las mejores prácticas.

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 y por cualquier otro deterioro (ver nota 14) por importe de 8.147 y 7.471 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes 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 14 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes y no corrientes se incluyen las provisiones para insolvencias y por cualquier otro deterioro a 31 de diciembre de 2011 y 2010. 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 2011 y 2010:

Exposición máxima			
Millones de euros	Nota	2011	2010
Deudas comerciales	14	8.683	7.760
Derivados	12	234	110
Efectivo y Equivalente al efectivo	12	2.677	6.448
Otros activos financieros no corrientes	12	2.343	1.639
Otros activos financieros corrientes ⁽¹⁾	12	138	90

⁽¹⁾ No incluye 370 y de 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. 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 sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 6%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por 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 parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.732 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y de 3.219 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendían a 973 y 1.009 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2011, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 14 millones de euros. En 2010 esta cifra se situó en 23 millones de euros.

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

Vencimientos	2011	2010
Millones de euros		
Deuda no vencida	6.835	6.539
Deuda vencida 0–30 días	570	269
Deuda vencida 31–180 días	410	402
Deuda vencida mayor a 180 días ⁽¹⁾	332	261
TOTAL	8.147	7.471

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

Los activos financieros deteriorados están desglosados, en las notas 12 y 14, en función de si son de naturaleza financiera u operativa.

20.2

Gestión del capital

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

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta dos ratios de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (y, en su caso, la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes más el patrimonio neto:

Deuda Financiera Neta / Capital Empleado Neto

Deuda Financiera Neta incluyendo acciones preferentes / Capital Empleado Neto

El cálculo de estos ratios tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración para el seguimiento de los ratios financieros de la compañía, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda (ver nota 19).
- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 49% de la totalidad de su deuda bruta y el 41% de la misma incluyendo las acciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2011 y 2010, se desglosa a continuación:

Millones de euros	2011	2010
Pasivos financieros no corrientes	15.345	14.940
Acciones preferentes	3.179	3.205
Resto de pasivos financieros no corrientes	12.166	11.735
Pasivos financieros corrientes	4.985	4.362
Acciones preferentes	-	543
Resto de pasivos financieros no corrientes	4.985	3.819
Activos financieros no corrientes	(2.450)	(1.789)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12)	128	150
Otros activos financieros corrientes ⁽¹⁾	(304)	(158)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.677)	(6.448)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 21)	(185)	(85)
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes ⁽²⁾	14.842	10.972
Patrimonio neto	27.043	25.986
Capital empleado neto	41.885	36.958
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes / Capital empleado neto	35,4%	29,7%
Menos acciones preferentes	(3.179)	(3.748)
Deuda financiera neta	11.663	7.224
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	27,8%	19,5%

⁽¹⁾ No incluye 370 y 526 millones de euros en 2011 y 2010 respectivamente, registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽²⁾ No incluye 3.087 y 3.075 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver nota 22.1).

21

Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2011 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

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 2011 y 2010 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 2011 y 2010 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Millones de euros	31 DE DICIEMBRE DE 2011				
CLASIFICACIÓN	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	-	58	(203)	(12)	(157)
De Valor razonable:	-	53	-	-	53
de tipo de interés	-	-	-	-	-
de tipo de cambio	-	53	-	-	53
De Flujos de efectivo:	-	5	(171)	(12)	(178)
de tipo de interés	-	-	(171)	(10)	(181)
de tipo de cambio	-	4	-	-	4
de precio de producto	-	1	-	(2)	(1)
De Inversión neta	-	-	(32)	-	(32)
Otros derivados	-	176	(6)	(115)	55
TOTAL ⁽¹⁾	-	234	(209)	(127)	(102)

Millones de euros	31 DE DICIEMBRE DE 2010				
CLASIFICACIÓN	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	-	71	(130)	(34)	(93)
De Valor razonable:	-	67	-	(11)	56
de tipo de interés	-	43	-	-	43
de tipo de cambio	-	24	-	(11)	13
De Flujos de efectivo:	-	4	(103)	(23)	(122)
de tipo de interés	-	-	(99)	(18)	(117)
de tipo de cambio e interés	-	-	(4)	-	(4)
de tipo de cambio	-	2	-	-	2
de commodities	-	2	-	(5)	(3)
De Inversión neta	-	-	(27)	-	(27)
Otros derivados	2	37	(6)	(219)	(186)
TOTAL ⁽¹⁾	2	108	(136)	(253)	(279)

⁽¹⁾ Incluye en 2011 y 2010 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 185 y 85 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

	2011			2010		
	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor
Millones de euros						
Cobertura de valor razonable	(7)	26	–	10	(30)	–
Cobertura de flujos de efectivo	(9)	(67)	(47)	(12)	(81)	20
Cobertura de inversión neta	–	–	(12)	–	–	(302)
Otras operaciones	(128)	46	–	(96)	(205)	–
TOTAL ⁽¹⁾	(144)	5	(59)	(98)	(316)	(282)

⁽¹⁾ Los efectos financieros en la cuenta de resultados presentados en el detalle anterior no incluyen ningún efecto por ineficiencia de los instrumentos financieros designados como cobertura contable.

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2011 y 2010 se traspasaron diferencias de conversión negativas por importe de 57 y 11 millones de euros al epígrafe “Otras reservas” que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta de la participación del grupo en YPF, correspondientes a la parte vendida en los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2011 y 2010, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales.

21.1

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 vivas a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan a continuación:

	31 DICIEMBRE 2011							Valor Razonable
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	
Millones de euros	2012	2013	2014	2015	2016			
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	1	–	–	–	–	–	1	–
Tipo de cambio:								
USD (a)	1.163	3	–	–	–	–	1.166	53
BRL	3	–	–	–	–	–	3	–
MAD	2	–	–	–	–	–	2	–
								53

	31 DICIEMBRE 2010							Valor Razonable
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	
Millones de euros	2011	2012	2013	2014	2015			
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (b)	2.000	–	–	–	–	–	2.000	43
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	2	1	–	–	–	–	3	–
Tipo de cambio:								
USD (a)	1.461	–	–	–	–	–	1.461	13
EUR	27	–	–	–	–	–	27	–
BRL	10	–	–	–	–	–	10	–
MAD	2	–	–	–	–	–	2	–
								56

a. Swaps en USD

A 31 de diciembre de 2011, incluye coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22) cuyo nominal asciende a 1.426 millones de dólares (1.057 millones de euros) y que tienen un valor de mercado positivo de 45 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 8 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

b. Collar 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 nominal de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 19). 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, quedó establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, vinculado a los periodos de liquidación trimestral, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.

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 nominal 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). 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 quedaron referenciados a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período de vencimientos comprendidos entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

21.2

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:

31 DICIEMBRE 2011								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016			
Millones de euros								
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	1.004	17	196	1	1	1.008	2.227	(50)
Permutas financieras (USD)	61	8	8	8	338	46	469	(131)
Permutas financieras (MXN)	4	4	20	-	-	-	28	-
Collar (EUR)	4	1	-	-	1	-	6	-
Tipo de cambio:								
USD	113	-	-	-	-	-	113	4
BRL	13	-	-	-	-	-	13	-
Precio de commodities ⁽¹⁾:								
EUR	74	1	-	-	-	-	75	(1)
USD	11	-	-	-	-	-	11	-
								(178)

⁽¹⁾ Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

31 DICIEMBRE 2010								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015			
Millones de euros								
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	777	812	4	3	1	8	1.605	(49)
Permutas financieras (USD)	11	62	11	12	12	329	437	(68)
Permutas financieras (ARS)	3	-	-	-	-	-	3	-
Permutas financieras (MXN)	5	5	4	-	-	-	14	-
Collar (EUR)	1	4	1	1	-	1	8	-
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de tipo de cambio y tipo de interes (cross-currency IRS)	2	3	3	3	4	7	22	(4)
Tipo de cambio:								
USD	86	1	-	-	-	-	87	2
Precio de commodities ⁽¹⁾:								
EUR	52	-	-	-	-	-	52	(1)
USD	26	-	-	-	-	-	26	(2)
								(122)

⁽¹⁾ Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

En junio de 2011 el Grupo contrató una serie de permutas financieras de tipo de interés para un notional de 1.000 millones de euros vinculadas a las acciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd (ver nota 19). A través de este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibe EURIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011 su valor razonable era un valor negativo de 37 millones de euros. El Grupo tiene contratada una permuta financiera de tipo de interés con un notional de 750 millones de euros, vinculadas a las emisiones de deuda efectuadas a través de su filial Repsol International Finance B.V (ver nota 19). Según este instrumento, el Grupo paga

un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe Euribor a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011 y 2010, su valor razonable era un valor negativo de 5 y 29 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se incluyen permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011 su notional ascendía a 328 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 115 millones de euros (60 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe notional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" a 31 de diciembre de 2011 y 2010 por el citado instrumento asciende a 33 y 36 millones de euros, respectivamente. El importe de los "Ajustes por cambio de valor" traspasado a resultados en los ejercicios 2011 y 2010 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 millones de euros, en cada uno de los ejercicios.

21.3

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 de la inversión en sus filiales en el extranjero.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

31 DICIEMBRE 2011								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016			
Millones de euros								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency irs")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/ notional (EUR)	-	-	158	-	-	-	158	(32)
								(32)
31 DICIEMBRE 2010								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015			
Millones de euros								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency irs")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/ notional (EUR)	-	-	-	158	-	-	158	(27)
								(27)

Adicionalmente, durante el ejercicio 2011 se contrataron instrumentos de permuta financiera, que fueron liquidados en su totalidad en el mismo ejercicio, generando unas diferencias de conversión negativas de 7 millones de euros.

Adicionalmente, durante 2010 el Grupo contrató diversas coberturas de inversión neta que fueron liquidadas dentro del ejercicio. La disminución registrada en su valor razonable desde su contratación hasta la fecha de liquidación ascendió a un importe negativo de 239 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor".

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados para la cobertura de las variaciones del tipo de cambio de sus inversiones en el extranjero CCIRS por un notional de 500 millones de euros. De este importe, 342 millones de euros fueron liquidados durante 2010; la variación de valor razonable del notional liquidado, registrada en 2010 en el epígrafe diferencias de conversión fue negativa por un importe de 44 millones de euros.

21.4

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 se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

a. De tipo de interés

31 DICIEMBRE 2010								
	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
Millones de euros								
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe Contrato/notional (EUR)	32	-	-	-	-	-	32	(2)
Collar (EUR)	5	-	-	-	-	-	5	-

b. De tipo de cambio y tipo de interés

31 DICIEMBRE 2011								
	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016	Sig.		
Millones de euros								
De divisas y tipos de interés ("cross currency irs") fijo a fijo: Importe Contrato/notional (jpy)	-	-	-	-	-	67	67	(4)

31 DICIEMBRE 2010								
	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
Millones de euros								
De divisas y tipos de interés ("cross currency irs") fijo a fijo: Importe Contrato/notional (jpy)	-	-	-	-	-	67	67	(6)

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados CCIRS con un notional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura de inversión neta en febrero de 2008 y que desde entonces fueron considerados especulativos. En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encontraban registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta con su contrapartida en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". La variación del valor razonable durante el ejercicio 2010, en que estos instrumentos fueron liquidados, ascendió a 21 millones de euros, registrados como gasto financiero del ejercicio.

c. De tipo de cambio

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

31 DICIEMBRE 2011								
	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016	Sig.		
Millones de euros								
USD/Euro	5.381	-	-	-	-	-	5.381	110
Euro/USD	2.623	-	-	-	-	-	2.623	(59)
Euro/RUB	144	-	-	-	-	-	144	-
CLP/USD	133	-	-	-	-	-	133	(2)
USD/PEN	115	-	-	-	-	-	115	-
CAD/USD	17	-	-	-	-	-	17	-
USD/BRL	12	-	-	-	-	-	12	-
Euro/GBP	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/RUB	2	-	-	-	-	-	2	-

31 DICIEMBRE 2010								
	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
Millones de euros								
USD/Euro	1.317	-	-	-	-	-	1.317	(12)
Euro/USD	1.555	-	-	-	-	-	1.555	(68)
CLP/USD	111	-	-	-	-	-	111	3
USD/PEN	111	-	-	-	-	-	111	-
USD/BRL	328	-	-	-	-	-	328	(4)
CAD/USD	18	-	-	-	-	-	18	-
Euro/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/NOK	2	-	-	-	-	-	2	-

d. 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 que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2011 y 2010 eran las siguientes:

31 DICIEMBRE 2011

	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016			
Millones de euros								
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	1.777	-	-	-	-	-	1.777	-
WTI (Miles de barriles)	1.498	-	-	-	-	-	1.498	1
NYMEX HHO (Miles de galones)	14.616	-	-	-	-	-	14.616	-
IPE CO (Miles de toneladas)	442	-	-	-	-	-	442	(4)
RBOB (Miles de galones)	3.066	-	-	-	-	-	3.066	-
Physical NYMEX (Miles de MBTU)	1.820	-	-	-	-	-	1.820	-
Physical Dom South (Miles de MBTU)	5.145	-	-	-	-	-	5.145	3
SOJA (Miles de libras)	37.620	-	-	-	-	-	37.620	1
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	2.967	-	-	-	-	-	2.967	2
WTI (Miles de barriles)	2.108	-	-	-	-	-	2.108	(11)
NYMEX HHO (Miles de galones)	49.602	-	-	-	-	-	49.602	-
IPE CO (Miles de toneladas)	606	-	-	-	-	-	606	7
RBOB (Miles de galones)	16.506	-	-	-	-	-	16.506	-
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
SOJA (Miles de libras)	11.040	-	-	-	-	-	11.040	-
Physical Fixed Price (Miles de MBTU)	8.277	-	-	-	-	-	8.277	(1)
Physical Algonquin CityGate (Miles de MBTU)	39.710	-	-	-	-	-	39.710	1
Physical Tetco M3 (Miles de MBTU)	555	-	-	-	-	-	555	-
Physical NYMEX (Miles de MBTU)	11.807	-	-	-	-	-	11.807	-
Physical Tenn Z6 (Miles de MBTU)	7.470	-	-	-	-	-	7.470	1
Physical Chicago AVG (Miles de MBTU)	1.330	-	-	-	-	-	1.330	1
Opciones								
Call (Miles de barriles)	7.927	-	-	-	-	-	7.927	(6)
Put (Miles de barriles)	1.089	-	-	-	-	-	1.089	-
Swaps								
WTI (Miles de barriles)	1.050	-	-	-	-	-	1.050	(2)
BRENT (Miles de barriles)	6.883	-	-	-	-	-	6.883	22
DUBAI (Miles de barriles)	100	-	-	-	-	-	100	-
JET (Miles de toneladas)	309	-	-	-	-	-	309	(1)
CO (Miles de toneladas)	506	-	-	-	-	-	506	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	1.030	-	68	-	-	-	1.097	1
Propano (Miles de toneladas)	73	-	-	-	-	-	73	3
Gasolina (Miles de toneladas)	108	-	-	-	-	-	108	-
Nafta (Miles de toneladas)	60	-	-	-	-	-	60	-
Tetco M3 Basis Swaps (Miles de MBTU)	143	-	-	-	-	-	143	-
Henry Hub Index Swap (Miles de MBTU)	3.100	-	-	-	-	-	3.100	1
Henry Hub Swing Swap (Miles de MBTU)	1.163	-	-	-	-	-	1.163	-
Henry Hub Futures (Miles de MBTU)	3.710	-	-	-	-	-	3.710	-
ACT NG Basis	200	-	-	-	-	-	200	-

31 DICIEMBRE 2010

	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015			
Millones de euros								
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	3.646	-	-	-	-	-	3.646	5
WTI (Miles de barriles)	1.998	-	-	-	-	-	1.998	6
NYMEX HHO (Miles de galones)	60	-	-	-	-	-	60	-
IPE CO (Miles de toneladas)	757	1	-	-	-	-	758	32
RBOB (Miles de galones)	463	-	-	-	-	-	463	2
Physical Inventory MTM (Miles de millones de BTU)	1.362	-	-	-	-	-	1.362	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	6.294	-	-	-	-	-	6.294	(18)
WTI (Miles de barriles)	4.412	-	-	-	-	-	4.412	(14)
NYMEX HHO (Miles de galones)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	(3)
IPE CO (Miles de toneladas)	1.207	-	-	-	-	-	1.207	(55)
RBOB (Miles de galones)	523	-	-	-	-	-	523	(1)
Physical Fixed Price (Miles de MMBTU)	900	-	-	-	-	-	900	-
Physical Algonquin CityGate (Miles de MMBTU)	1.077	-	-	-	-	-	1.077	-
Physical Tetco M3 (Miles de MMBTU)	13.165	535	-	-	-	-	13.700	2
Physical NGI Index.Avg (Miles de MMBTU)	1.162	-	-	-	-	-	1.162	-
Physical NYMEX (Miles de MMBTU)	24.049	4.500	-	-	-	-	28.549	(10)
Physical Tenn Z6 (Miles de MMBTU)	7.300	7.300	-	-	-	-	14.600	2
Swaps								
BRENT (Miles de barriles)	17.080	-	-	-	-	-	17.080	(35)
JET (Miles de toneladas)	81	-	-	-	-	-	81	(1)
CO (Miles de toneladas)	327	-	-	-	-	-	327	(2)
Fuel Oil (Miles de toneladas)	196	-	-	-	-	-	196	-
Propano (Miles de toneladas)	58	-	-	-	-	-	58	-
Nafta (Miles de toneladas)	20	-	-	-	-	-	20	-
Tetco M3 Basis Swaps (Miles de MMBTU)	41.130	6.370	-	-	-	-	47.500	(10)
Henry Hub Basis Swap (Miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Index Swap (Miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Swing Swap (Miles de MMBTU)	700	-	-	-	-	-	700	-
Henry Hub Futures (Miles de MMBTU)	1.810	-	-	-	-	-	1.810	3

El epígrafe de balance "Otros deudores" incluye en 2011 y 2010, 4 y 2 millones de euros, respectivamente, 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 3.3.24 de la nota 3.

e. Operaciones sobre los derechos de emisión de CO₂:

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO₂ realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendían a un pasivo de 5 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

22

Otros pasivos no corrientes

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

Millones de euros	2011	2010
Deudas por arrendamientos financieros	2.864	2.852
Fianzas y depósitos	230	236
Ingresos diferidos	203	193
Derivados por operaciones comerciales (nota 21)	3	1
Otros	382	381
	3.682	3.663

22.1

Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Millones de euros	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2011	2010	2011	2010
Durante el siguiente ejercicio	300	301	223	223
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.207	1.169	732	735
A partir del 6º ejercicio	4.652	5.030	2.132	2.117
	6.159	6.500	3.087	3.075
Menos:				
Futuros gastos financieros	(3.072)	(3.425)		
	3.087	3.075		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.864	2.852
Deuda por arrendamiento financiero corriente			223	223
			3.087	3.075

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2011 ha ascendido al 7,25% (6,25% a 31 de diciembre de 2010).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 504 millones de dólares (390 millones de euros) y 510 millones de dólares (382 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2011 y 2010 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.269 millones de dólares (981 millones de euros) y 1.297 millones de dólares (970 millones de euros), respectivamente.

- Por otro lado, el Grupo tiene una flota de buques para el transporte de GNL adquiridos en régimen de arrendamiento financiero que representan un importe total de 1.482 y 1.599 millones de euros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Las características de estos buques son las que se desglosan a continuación.

En diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m³ de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.

En 2009 Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m³ de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.

En 2010, se registraron cuatro buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL en Perú por importe de 818 millones de euros. Los buques Barcelona Knutsen, Sevilla Knutsen y Valencia Knutsen, que tienen una capacidad de 173.410 m³, se han adquirido a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m³ de capacidad, se ha adquirido también a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.

Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros siete buques metaneros adquiridos con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029. Cuatro de estos buques son de Gas Natural Fenosa y los otros tres de Repsol YPF.

22.2

Fianzas y depósitos

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen, entre otros, 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

Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2011 y 2010, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar":

Millones de euros	2011	2010
Proveedores	4.757	4.539
Deuda por arrendamientos financieros (nota 22.1)	223	223
Administraciones Públicas acreedoras	1.099	982
Instrumentos financieros derivados	42	115
Otros	5.158	4.230
Otros acreedores	6.522	5.550
Pasivo por impuesto corriente	356	765
TOTAL	11.635	10.854

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

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio.

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio y en la consulta N° 7/2011 del Boletín del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 88, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para el ejercicio 2011 de acuerdo con la disposición adicional tercera "Deber de información" de la citada Ley es la siguiente:

Millones de euros	Importe	%
Dentro del plazo máximo legal	11.752	99%
Resto	112	1%
Total pagos del ejercicio	11.864	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	24	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	8	

En aplicación del criterio manifestado por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en relación con la información comparativa a consignar en el segundo ejercicio de aplicación de la Resolución sobre la información a incorporar en la memoria de las cuentas anuales en relación con los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales, el Grupo ha incluido, a efectos comparativos, en las Cuentas Anuales del ejercicio 2011 únicamente la información del ejercicio 2010 correspondiente al importe del saldo pendiente de pago a los proveedores que al cierre del mismo acumulaba un aplazamiento superior al plazo legal de pago y, por tanto, difiere de la información correspondiente al ejercicio 2011, que cumple con todos los requerimientos incluidos en la Norma tercera de la referida Resolución.

De acuerdo a lo anterior, el saldo de las cuentas comerciales a pagar por las sociedades españolas que han superado el plazo establecido por la Ley 15/2010 de 5 de julio a 31 de diciembre de 2010, ascendió a 5 millones de euros.

24

Situación fiscal

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen sobre el 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 2011 es de 47, 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. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, 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 Fenosa. 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 Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., Unión Fenosa Distribución, S.A. y Gas Natural S.U.R. 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 individual 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 el grupo Petronor, 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, las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina 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: 30-38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 24%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25%
- Portugal: 29%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2011 y 2010, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.3.22 de Políticas contables de la nota 3, es el siguiente:

EJERCICIO 2011				
Millones de euros	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	1.439	1.275	1.269	3.983
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	(14) ⁽¹⁾	139	(150)	(25)
Por diferencias temporarias	(323)	41	(179)	(461)
Base Imponible (Resultado fiscal)	1.102	1.455	940 ⁽²⁾	3.497
Cuota del impuesto	332	513	514	1.359
Deducciones aplicables	(180)	–	–	(180)
Impuesto corriente a pagar	152	513	514	1.179
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	490	(42)	24	472
Total Gasto por Impuesto corriente	642	471	538	1.651
Impuesto diferido del ejercicio	97	(13)	36	120
Otros ajustes al gasto por impuesto	(274)	39	(22)	(257)
Total Gasto por Impuesto diferido	(177)	26	14	(137)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	465	497	552	1.514

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español. Asimismo incluyen aquellas partidas que forman parte de la base imponible y se han registrado en cuentas de patrimonio neto.

⁽²⁾ Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

EJERCICIO 2010				
Millones de euros	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	1.641	1.416	3.556	6.613
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	2.210 ⁽¹⁾	292	(2.976) ⁽²⁾	(474)
Por diferencias temporarias	(317)	344	109	136
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.534	2.052	689 ⁽³⁾	6.275
Cuota del impuesto	1.060	723	533	2.316
Deducciones aplicables	(913)	–	–	(913)
Impuesto corriente a pagar	147	723	533	1.403
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	539	(6)	(22)	511
Total Gasto por Impuesto corriente	686	717	511	1.914
Impuesto diferido del ejercicio	93	(119)	(139)	(165)
Otros ajustes al gasto por impuesto	170	(58)	(119)	(7)
Total Gasto por Impuesto diferido	263	(177)	(258)	(172)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	949	540	253	1.742

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

⁽²⁾ Incluye esencialmente el resultado derivado de la ampliación de capital en Repsol Brasil, S.A.

⁽³⁾ Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

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

Millones de euros	2011	2010	Variación
Activo por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	68	57	11
Provisiones para el personal	113	118	(5)
Provisiones para contingencias	185	209	(24)
Otras provisiones	411	297	114
Diferencias de amortizaciones	445	315	130
Créditos fiscales	1.109	715	394
Otros activos por impuestos diferidos	238	282	(44)
	2.569	1.993	576
Pasivo por impuesto diferido:			
Incentivos fiscales	(12)	(12)	–
Plusvalías diferidas	(102)	(82)	(20)
Diferencias de amortizaciones	(1.507)	(1.124)	(383)
Moneda funcional	(717)	(651)	(66)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(1.130)	(1.231)	101
Otros pasivos por impuestos diferidos	(371)	(287)	(84)
	(3.839)	(3.387)	(452)

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 27 millones de euros en el ejercicio 2011 y 95 en el ejercicio 2010.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 596 y 583 millones de euros en 2011 y 2010, 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. En concreto, en los ejercicios 2011 y 2010 corresponde en más de un 90% a bases imponibles negativas que el Grupo estima que no podrán ser recuperadas en los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado; su vencimiento varía, según la jurisdicción en la que se generaron, siendo en la mayor parte de los casos a 18-20 años.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 120 y 119 millones de euros en 2011 y 2010, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, 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 aplicadas en 2011 asciende a 180 millones de euros, derivadas de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales 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 asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "Otras provisiones" (ver nota 17), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance a 31 de diciembre de 2011 asciende a 837 millones de euros (en el balance al 31 de diciembre de 2010 el importe registrado ascendía a 588 millones de euros).

Los riesgos por los litigios fiscales en curso que han sido provisionados corresponden a un número elevado de causas, sin que ninguna de ellas de forma individual represente un porcentaje significativo del importe provisionado.

25

Negocios conjuntos

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2011 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiquirique Gas, s.A. ⁽¹⁾	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, s.A. ^{(1) (2)}	60,00%
Profertil, s.A.	50,00%
Refinería del Norte, s.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Gas Natural LNG, s.L. ⁽³⁾	50,00%
YPFB Andina, s.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Empresas Lipigas, s.A.	45,00%
PLUSPETROL ENERGY, S.A.	45,00%
Petroquiriquire, s.A.	40,00%
Compañía Mega	38,00%
Grupo Gas Natural SDG, s.A.	30,01%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, s.L.	25,00%
Occidental de Colombia LLC (antes R. Occidental Corporation)	25,00%

⁽¹⁾ El Grupo considera que su participación en Quiquirique Gas, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil, S.A. constituye control conjunto, teniendo en cuenta que en los acuerdos existentes se establece que ciertas decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de los socios que comparten el control.

⁽²⁾ Porcentaje de participación del Grupo tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec con fecha 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

⁽³⁾ Adicionalmente el grupo posee una participación a través de Gas Natural SDG (que participa en el 50% restante).

A continuación se desglosan los importes agregados aportados por las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Millones de euros	2011	2010
Activos corrientes	8.275	7.354
Activos no corrientes	14.520	14.025
Pasivos corrientes	(4.395)	(3.186)
Pasivos no corrientes	(8.205)	(8.941)
Ingresos de explotación	9.890	10.428
Gastos de explotación	(7.836)	(8.557)
Otros ingresos	203	321
Otros gastos	(1.162)	(1.364)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.095	828

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2011 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

26

Ingresos y gastos de explotación

Ventas

El epígrafe Ventas incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 5.390 millones de euros en 2011 y 7.234 millones de euros en 2010.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

Millones de euros	2011	2010
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 9)	64	31
Beneficios por enajenación de inmovilizado	144	3.157
TOTAL	208	3.188

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2011 corresponden principalmente a la venta de 300.000 puntos de distribución de gas en la zona de Madrid, realizada por Gas Natural Fenosa (84 millones de euros), a la venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota (28 millones de euros) y a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Gas Brasil (11 millones de euros) (ver nota 31).

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2010 correspondieron fundamentalmente a la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo estratégico alcanzado con Sinopec en Brasil (2.847 millones de euros), a la venta de un 5% de participación en CLH (133 millones de euros) y a la venta de activos de distribución de gas natural en zona de Madrid (114 millones de euros) (ver nota 31).

El epígrafe Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado, recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros	2011	2010
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 9)	160	252
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	25	99
TOTAL	185	351

Aprovisionamientos

El epígrafe Aprovisionamientos recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros	2011	2010
Compras	43.191	37.276
Variación de existencias	(287)	(1.092)
TOTAL APROVISIONAMIENTO	42.904	36.184

El epígrafe compras incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado "Ventas" de esta nota.

Gastos de personal

El epígrafe Gastos de personal recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros	2011	2010
Remuneraciones y otros ⁽¹⁾	1.952	1.836
Costes de seguridad social	627	575
TOTAL GASTOS DE PERSONAL	2.579	2.411

⁽¹⁾ En 2011 incluye un ingreso de 8 millones de euros correspondiente a una regularización de ejercicios anteriores del Plan de Previsión de directivos (ver nota 18) recibida en 2011 de entidades aseguradoras.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2011 fue de 46.575 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (20.134 empleados), Argentina (15.119 empleados), Resto de Latinoamérica (8.063 empleados) y Resto del Mundo (3.258 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2011 ascendió a 45.095 empleados, mientras que en 2010 fue de 42.322 empleados.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas (ver nota 29), cuentan a diciembre de 2011 con un total de 578 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 400 son empleados por contratación directa, y otras 178 personas equivalentes por medidas alternativas (3,20% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2011 y 2010:

	2011		2010	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Número de personas				
Directivos	598	125	546	106
Jefes Técnicos	2.755	695	2.688	624
Técnicos	14.119	5.407	13.705	4.906
Operarios y subalternos	16.580	6.296	14.656	6.067
	34.052	12.523	31.595	11.703

Otros gastos de explotación

Incluye los siguientes conceptos:

Millones de euros	2011	2010
Tributos	2.169	2.461
Servicios exteriores	5.551	5.368
Trasnsportes y fletes	1.133	1.189
Otros Gastos	887	898
	9.740	9.916

Los costes de exploración en 2011 y 2010 ascienden a 494 y 502 millones de euros, de los cuales 238 y 281 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe "amortizaciones".

27**Ingresos y gastos financieros**

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Ingresos financieros	249	149
Gastos financieros	(782)	(800)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	(533)	(651)
Por tipo de interés	(30)	(26)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(30)	(26)
Por tipo de cambio	(17)	(39)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	108	(212)
Diferencias de cambio	(125)	173
Otras posiciones	(3)	(17)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(3)	(17)
Resultado de posiciones ⁽¹⁾	(50)	(82)
Actualización financiera de provisiones	(147)	(191)
Intereses intercalarios ⁽²⁾	155	143
Leasing	(204)	(196)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1	1
Otros ingresos	12	10
Otros gastos	(56)	(42)
Otros gastos financieros	(247)	(227)
RESULTADO FINANCIERO	(822)	(1.008)

⁽¹⁾ Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.3.4 de la nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

⁽²⁾ Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

28

Flujos de efectivo de las actividades de explotación

La composición de este epígrafe en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	Notas	2011	2010
Resultado antes de impuestos		4.058	6.689
Ajustes de resultado		4.382	2.507
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.519	3.947
Provisiones operativas netas dotadas	17	475	937
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	(119)	(3.058)
Resultado financiero	27	822	1.008
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	10	(75)	(76)
Otros ajustes (netos)		(240)	(251)
Cambios en el capital corriente		(2.239)	(1.693)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(2.081)	(1.861)
Cobros de dividendos		64	72
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.784)	(1.627)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(361)	(306)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		4.120	5.642

29

Información por segmentos

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación* que ha sido aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol YPF) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

Esta estructura organizativa está 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 la misma son:

- Tres negocios estratégicos integrados:
 - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, excepto en YPF;
 - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuación, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y 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 Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

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

Ingresos de explotación Millones de euros	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10
Segmentos						
Upstream	2.945	5.863	766	1.050	3.711	6.913
GNL	2.396	1.144	262	188	2.658	1.332
Downstream	41.035	36.285	150	78	41.185	36.363
YPF	10.998	10.973	107	129	11.105	11.102
Gas Natural Fenosa	6.349	6.020	215	141	6.564	6.161
Corporación	9	145	415	328	424	473
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos ⁽¹⁾		-	(1.915)	(1.914)	(1.915)	(1.914)
TOTAL	63.732	60.430	-	-	63.732	60.430

⁽¹⁾Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Resultado de explotación	Millones de euros	
Segmentos	31 / 12 / 11	31 / 12 / 10
Upstream	1.413	4.113
GNL	386	105
Downstream	1.207	1.304
YPF	1.231	1.453
Gas Natural Fenosa	887	881
Corporación	(319)	(235)
Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa	4.805	7.621
(+ / -) Resultados no asignados (Resultado financiero)	(822)	(1.008)
(+ / -) Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	75	76
Impuestos sobre beneficios	(1.514)	(1.742)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	2.544	4.947

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	TOTAL
Millones de euros							
2011							
Total activos ^{(1) (2)}	11.025	4.425	19.806	14.037	12.968	8.696	70.957
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	256	310	73	31	29	-	699
Dotación de amortización de inmovilizado	(809)	(168)	(511)	(1.447)	(526)	(58)	(3.519)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos	36	-	(103)	(3)	(25)	(1)	(96)
Inversiones de explotación ⁽³⁾	1.813	18	1.712	2.182	582	165	6.472
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	4	45	21	3	2	-	75

	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	TOTAL
Millones de euros							
2010							
Total activos ^{(1) (2)}	9.351	4.238	17.524	12.446	13.344	10.728	67.631
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	172	282	69	35	27	-	585
Dotación de amortización de inmovilizado	(1.005)	(149)	(659)	(1.558)	(516)	(60)	(3.947)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos	(168)	(34)	(36)	12	1	4	(221)
Inversiones de explotación ⁽³⁾	1.119	82	1.612	1.537	463	86	4.899
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	10	31	28	5	2	-	76

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

⁽²⁾En 2011 y 2010 se incluyen en el epígrafe "Corporación y ajustes" activos financieros por importe de 5.303 y 8.246 millones de euros, respectivamente.

⁽³⁾Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en "Otros activos financieros".

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

	Ingresos de explotación		Resultados de explotación		Inversiones		Activos	
Millones de euros	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Upstream	3.711	6.913	1.413	4.113	1.813	1.119	11.025	9.351
Norteamérica y Brasil	983	3.747	419	2.911	745	515	3.632	3.081
Norte de África	303	1.019	99	642	57	97	881	978
Resto del Mundo	2.510	2.209	895	560	1.011	507	6.512	5.292
Ajustes	(85)	(62)	-	-	-	-	-	-
GNL	2.658	1.332	386	105	18	82	4.425	4.238
Downstream	41.185	36.363	1.207	1.304	1.712	1.612	19.806	17.524
Europa	39.889	33.624	1.012	1.182	1.637	1.473	18.331	16.290
Resto del mundo	4.111	4.735	195	122	75	139	1.475	1.234
Ajustes	(2.815)	(1.996)	-	-	-	-	-	-
YPF ⁽¹⁾	11.105	11.102	1.231	1.453	2.182	1.537	14.037	12.446
Gas Natural Fenosa	6.564	6.161	887	881	582	463	12.968	13.344
Corporación y otros ajustes	(1.491)	(1.441)	(319)	(235)	165	86	8.696	10.728
TOTAL	63.732	60.430	4.805	7.621	6.472	4.899	70.957	67.631

⁽¹⁾ Las magnitudes correspondientes a YPF se han generado fundamentalmente en Argentina.

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 en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Millones de euros	2011	2010
España	29.037	25.976
Unión Europea	5.593	5.693
Países OCDE	6.766	3.024
Argentina	9.634	9.202
Otros países	10.472	11.640
TOTAL	61.502	55.535

Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas Cuentas Anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativas, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2011 y 2010. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

Adquisiciones en 2011

En abril de 2011, Repsol Sinopec Brasil, S.A., a través de su afiliada Repsol Sinopec Brasil, B.V. (Repsol Sinopec Brasil), ha adquirido a Petrobrás el 10% de participación en Agri Development, B.V. (Agri), empresa cuya principal actividad es el arrendamiento de activos para la explotación de crudo y gas. Asimismo, Repsol Sinopec Brasil ha adquirido el 10% de la deuda que Agri mantiene con Braspetro Oil Services Company (Brasoil) para la financiación de sus actividades. Esta operación ha supuesto un desembolso total por importe de 44 millones de dólares (31 millones de euros). El detalle de los activos netos adquiridos en la combinación de negocios, teniendo en cuenta el 60% de participación del Grupo en Repsol Sinopec Brasil, es el siguiente:

Millones de euros	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	3	3
Activo no corriente ⁽¹⁾	54	29
TOTAL ACTIVO	57	32
Pasivo corriente	-	-
Pasivo no corriente	5	-
TOTAL PASIVO	5	-
ACTIVOS NETOS	52	32
Efectivo entregado en la combinación	31	
Plusvalía neta de efecto fiscal	21	

⁽¹⁾ Los activos no corrientes más significativos de la sociedad son una unidad flotante de producción (FPSO) y torres de perforación (X-mas trees).

Como consecuencia de la combinación de negocios se ha registrado una plusvalía neta de efecto fiscal por importe de 29 millones de dólares (21 millones de euros). La plusvalía citada ha sido reconocida una vez reevaluados los activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y revisados los procedimientos utilizados para medir los importes por los que han sido registrados. El resultado neto consolidado aportado por esta sociedad desde la fecha de adquisición ascendió a 23 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el importe adicional que se hubiera en el importe neto de la cifra de negocios consolidado y en el resultado consolidado del periodo hubiera sido menor a un millón de euros.

En junio de 2011, Repsol ha adquirido el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., empresa de promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtiene derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa. Adicionalmente, Repsol ha alcanzado un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto los parques Moray Firth, de 1.500 MW, y el parque Inch Cape, de

905 MW, en los que, tras esta operación, el grupo posee un 33% y un 51%, respectivamente. Además, Repsol posee el 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Estos proyectos suponen para Repsol los derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido en total. Los acuerdos contemplan la posibilidad de que Gas Natural Fenosa se incorpore al proyecto. Esta operación ha supuesto una inversión que asciende a 46 millones de euros (41 millones de libras esterlinas). El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Millones de euros	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	4	3
Activo no corriente	44	4
TOTAL ACTIVO	48	7
Pasivo corriente	2	2
Pasivo no corriente	10	-
TOTAL PASIVO	12	2
ACTIVOS NETOS	36	5
Coste de la combinación de negocios	46	
Fondo de comercio generado	10	

A la fecha de estas Cuentas Anuales consolidadas, la contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de forma provisional. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra y en relación con el valor en libros de los activos a la fecha de compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable se corresponden con los derechos de explotación de los parques registrados como inmovilizado intangible y los pasivos por impuesto diferido correspondientes a las revalorizaciones mencionadas por la parte que se estima que no será deducible.

El importe del resultado neto consolidado en el ejercicio 2011 desde la fecha de adquisición ascendió a una pérdida neta de 2 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo no hubiera sido significativo.

En mayo de 2011 se ha realizado la operación de permuta de activos y pasivos consecuencia del acuerdo de finalización de colaboración alcanzado en agosto de 2010 entre Gas Natural Fenosa y Enel Green Power, en el que acordaron terminar la colaboración en energías renovables que mantenían a través de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), en la que cada uno era accionista de un 50%. Como consecuencia de la citada transacción Gas Natural Fenosa ha adquirido aproximadamente la mitad del negocio y de los correspondientes activos y pasivos de EUFER, habiéndose transferido en la operación los correspondientes medios humanos y de otro tipo para la realización de la actividad de generación de energía en régimen especial, por lo que se ha considerado una combinación de negocios y no una adquisición de activos. El coste de la combinación de negocios neto de la deuda asumida coincide con la valoración a valor razonable, realizada por terceros independientes con el propósito específico de servir como base a la operación. El detalle de los activos netos adquiridos es el siguiente (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa):

Millones de euros	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	18	18
Activo no corriente	262	210
TOTAL ACTIVO	280	228
Intereses minoritarios	2	2
Pasivo corriente	27	23
Pasivo no corriente	166	165
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	195	190
ACTIVOS NETOS	85	38
Coste de la combinación de negocios	86	
Fondo de comercio	1	

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional y el impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2011 no ha sido significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado no hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se ha producido, fundamentalmente, una revalorización de activos intangibles, que corresponde a la revalorización de las licencias de explotación de los activos recibidos, principalmente parques eólicos.

Adicionalmente, el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa llevó a cabo otras adquisiciones en el ejercicio 2011 que se detallan a continuación, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en dicha sociedad:

- en septiembre de 2011 Gas Natural Fenosa formalizó la compraventa de las participaciones directas e indirectas de ACS en cinco parques eólicos en España con una capacidad total de 95,5MW por importe de 20 millones de euros, incrementando su participación en Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L. del 50% al 75% y Energías Ambientales EASA, S.A. del 33,3% al 100%. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidados hubiera supuesto un incremento de 4 y 1 millón de euros;
- en diciembre de 2011 Gas Natural Fenosa ha formalizado la compra a Gamesa Energía del 100% de la sociedad Sistemas Energéticos Alto de Seixal, S.A. – sociedad unipersonal – dedicada a la explotación de un parque eólico de 30MW por importe de 3 millones de euros;
- en diciembre de 2011 firmó el contrato de compraventa del 100% de la sociedad italiana Favellato Reti, S.R.L. cuya actividad consiste en la distribución de gas natural en varias provincias en Italia por importe de 3 millones de euros.

Estas combinaciones de negocios se han registrado de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la fecha de adquisición.

Adquisiciones en 2010

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área productiva Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo, como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A.. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó, a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán.

Con ello, Repsol hizo efectivo 173 millones de dólares (131 millones de euros) de notas de crédito recibidas durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas, así como una cuenta a cobrar con PDVSA por importe de 34 millones de dólares (26 millones de euros). Dicho importe se refiere en su totalidad a los activos materiales adquiridos como consecuencia de la asignación. Como consecuencia de la transacción no se ha generado un fondo de comercio.

El importe del resultado neto aportado en 2010 por la incorporación del área Barúa-Motatán desde la fecha de adquisición ha ascendido a 36 millones de dólares (28 millones de euros).

El 10 de febrero de 2010 el MENPET adjudicó el área Carabobo 1 al consorcio liderado por Repsol (11%) con sus socios Petronás (11%), OVL (11%) e Indoil (7%). La CVP venezolana mantendrá el restante 60% de participación. Para la gestión de este área se ha constituido

la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. Este proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la franja petrolífera del Orinoco. El resultado registrado en el ejercicio 2010 por esta sociedad fue inferior a 1 millón de euros.

31

Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2011 y 2010:

Millones de euros	2011	2010
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	396	4.230
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	116	171
Otros activos financieros	437	170
TOTAL DESINVERSIONES	949	4.571

La cifra de *Desinversiones* no incluye los cobros por las ventas de participación en YPF que se describen en la presente Nota 31 y que en 2011 y en la información comparativa de 2010 se recogen en el epígrafe *Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control* dentro de los flujos de efectivo de las actividades de financiación del Estado de Flujos de Efectivo.

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2011 y 2010 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. Las más significativas se describen a continuación.

Ejercicio 2011

El 7 de febrero de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 300.000 puntos de distribución de gas en la zona de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas por 136 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de junio de 2011 generando una plusvalía de 84 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El 19 de mayo de 2011, Gas Natural Fenosa acordó la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y en otras sociedades con actividades energéticas en el país. El importe cobrado por la desinversión en el ejercicio ha ascendido a 64 millones de euros. Esta venta ha generado una minusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros. Los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En octubre de 2011 se ha vendido la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía brasileña Ultragaz por importe de 20 millones de euros. Esta operación ha supuesto una plusvalía neta de 11 millones de euros registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado".

El 16 de enero de 2012 el Grupo alcanzó un acuerdo para vender su filial Repsol France S.A., dedicada a la distribución en Francia de gas licuado del petróleo (GLP), a Totalgaz, filial del grupo Total. Esta operación ha sido registrada con fecha efectiva 31 de diciembre de 2011.

Activos de exploración y producción en Brasil en el ejercicio 2010

En diciembre de 2010, Repsol YPF y China Petroleum & Chemical Corporation (“Sinopec”) culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en el mes de octubre para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, a través de la ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. realizada con fecha 28 de diciembre de 2010 que fue suscrita íntegramente por Sinopec por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras completarse esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Brasil y Sinopec el 40% restante. En febrero de 2011 Repsol Brasil cambió su denominación social por Repsol Sinopec Brasil, S.A. (“Repsol Sinopec Brasil”).

Ambas compañías han suscrito un acuerdo de accionistas en el que queda reflejada su voluntad de desarrollar conjuntamente los citados proyectos, poniendo en común los medios necesarios y compartiendo determinadas decisiones estratégicas sobre políticas operativas y financieras, por lo que desde el 28 de diciembre de 2010 el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Esta transacción supuso una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros) y una plusvalía de 3.757 millones de dólares (2.847 millones de euros), registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado”. El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Los activos y pasivos correspondientes del grupo afectados por la citada transacción que fueron dados de baja con fecha 28 de diciembre de 2010 se detallan a continuación:

Coste de los activos netos	Millones de euros
Activos no corrientes	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12
Otros activos corrientes	61
TOTAL ACTIVOS	486
Pasivos no corrientes	15
Pasivos corrientes	93
TOTAL PASIVOS	108
ACTIVOS NETOS	378

Adicionalmente se dieron de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que fueron registradas como menor resultado de la transacción, por importe de 9 millones de euros.

Venta del 30% de participación en Alberto Pascualini Refap, S.A. en el ejercicio 2010

En diciembre de 2010, Repsol YPF vendió su participación del 30% en la sociedad Alberto Pascualini Refap, S.A. (Refap) a Petrobras por importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Esta transacción generó una pérdida de 63 millones de euros, registrada en el epígrafe “Gastos por reversión de provisiones por deterioro y Pérdidas por enajenaciones de inmovilizado”. Esta operación se enmarca en la estrategia del Grupo de desinversiones en activos no estratégicos.

Los activos y pasivos que fueron dados de baja como consecuencia de la venta se detallan a continuación:

Coste de los activos netos	Millones de euros
Activos no corrientes	878
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	29
Otros activos corrientes	129
TOTAL ACTIVOS	1.036
Pasivos no corrientes	246
Pasivos corrientes	284
TOTAL PASIVOS	530
ACTIVOS NETOS	506

Adicionalmente se dieron de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que ascendían a 182 millones de euros y que fueron registradas como resultado de la venta.

Ventas de sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa

El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta de la rama de distribución de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid correspondiente aproximadamente a 500.000 puntos de suministro, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y pymes y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en la relación con la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se completó el 30 de abril de 2010 por un importe de 241 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 114 millones euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta (los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Asimismo, en diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de diversas sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México, con una capacidad de generación total de 2.233 MW, y el Gasoducto del Río. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la transmisión del control del 100% de las sociedades se realizó el 3 de junio de 2010 por un importe de 304 millones de euros, generando una minusvalía bruta de 1 millón de euros, registrados en el epígrafe “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta (los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Otras ventas del ejercicio 2010

El 17 de diciembre de 2010 se materializó la venta del 35% de participación de Gas Natural Fenosa en la sociedad Gas Aragón, S.A. por importe de 23 millones de euros. Esta sociedad consolidaba en el grupo por el método de la participación y dicha venta generó una plusvalía antes de impuestos de 12 millones de euros registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” (importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

En noviembre de 2010, el Grupo Repsol YPF vendió a Enagás y otros accionistas minoritarios el 25% de su participación en Bahía Bizkaia Gas (BBG) por importe de 31 millones de euros aproximadamente, una vez descontados los dividendos percibidos. Esta venta generó una plusvalía bruta de 13 millones de euros, que fue registrada en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta.

El 25 de marzo de 2010 Repsol YPF, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionario de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 133 millones de euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Con esta operación Repsol YPF ha reducido su participación en CLH al 10%.

En febrero de 2010, Repsol YPF vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a la compañía Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). El acuerdo de compraventa correspondiente se alcanzó en 2009, ejercicio en el cual estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta. La venta de estos activos generó un resultado de 5 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

El 14 de abril de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 28 de julio de 2011 y Gas Natural Fenosa transmitió la propiedad de la central por un importe total de 94 millones de euros sin que se hayan generado impactos en la cuenta de resultados. El acuerdo incluyó una operación de financiación al comprador por importe de 77 millones de euros que devenga un interés anual de mercado y la firma con Gas Natural Comercializadora SDG, S.A. de contratos de suministro de gas y de compraventa de energía eléctrica de una parte inferior al 50% de la producción prevista y con una duración máxima de 10 años para la central. Desde la fecha de este acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta hasta la fecha de su venta. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, en el ejercicio 2011 Gas Natural vendió 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent (ver nota 11).

El importe de desinversiones del ejercicio 2010 incluía 70 millones de euros correspondientes al anticipo recibido en relación con el acuerdo de venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás que, a 31 de diciembre de 2010, figuraban como activos no corrientes mantenidos para la venta (ver nota 11). Una vez recibidas las autorizaciones de los organismos competentes la venta se completó el 3 de octubre de 2011 por un importe de 79 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuestos de 28 millones de euros registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" y una desinversión adicional de 9 millones de euros.

Otros activos financieros

En el ejercicio se han cobrado 385 millones de euros (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las once emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en el ejercicio 2011, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

En abril de 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Indra Sistemas, S.A., participación que se encontraba registrada como activo financiero disponible para la venta. El importe de dicha venta ascendió a 38 millones de euros, lo que supuso una plusvalía de 1 millón de euros registrada en el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros" (importes proporcionales teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control

Venta de participación en YPF

Durante los ejercicios 2011 y 2010 se realizaron ventas de participación en el capital social de YPF, que se detallan a continuación:

- El 23 de diciembre de 2010 Repsol vendió a fondos gestionados por Eton Park Capital Management ("Eton Park") un 1,63% del capital de YPF y a fondos gestionados por Capital Guardian Truists Company y Capital International, Inc. ("Capital") un 1,63% adicional del capital social de YPF, cada uno de ellos por un valor de 250 millones de dólares (192 millones de euros). Adicionalmente Eton Park contaba con opciones de compra de un 1,63% adicional del capital de YPF, ejercitables en una o varias veces hasta el 17 de enero de 2012. Repsol YPF, asimismo, otorgó a Capital una opción de venta en la parte proporcional de acciones adquiridas por Capital que excedan del 15% del free float de YPF, a 22 de diciembre de 2011, opción que podría haber sido ejercitada en cualquier momento desde dicha fecha hasta el 23 de enero de 2012. Estas opciones han vencido sin haber sido ejercitadas.
- Adicionalmente, durante el ejercicio 2010 el Grupo vendió un 0,97% de las acciones que poseía en YPF a través de diversas ventas parciales por un importe total de 105 millones de euros.

- El 14 de marzo de 2011 Repsol acordó con Lazard Asset Management y con otros fondos la venta de un 3,83% del capital social de YPF, por un importe neto de 632 millones de dólares (446 millones de euros). En concreto, Lazard Asset Management adquirió un 2,9% del capital de YPF, mientras otros inversores compraron un 0,93% de participación. Repsol YPF, asimismo, otorgó a Lazard Asset Management una opción de venta de la parte proporcional de las acciones compradas por Lazard que excedan del 20% del free float de YPF que podría haber sido ejercitada en cualquier momento hasta el 10 de octubre de 2011, si bien ha vencido sin haber sido ejercida.
- Asimismo, en el mes de marzo, a través de una oferta pública de venta (OPV) se vendieron 30,15 millones de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares (ADSs), representativas de un 7,67%, por un importe neto total de 1.209 millones de dólares (862 millones de euros).
- Posteriormente, en mayo, el Grupo Petersen ejerció la opción de compra del 10% del capital social que tenía sobre el capital de YPF, adelantándose a la fecha límite de febrero de 2012. El importe neto de la transacción ascendió a 1.302 millones de dólares (913 millones de euros). Esta venta se ha instrumentado, en parte, a través de un préstamo de Repsol a Petersen por importe de 626 millones de dólares (439 millones de euros). Tras formalizarse la operación el Grupo Petersen ostenta un 25,46% de acciones de la petrolera argentina.
- Adicionalmente, durante el año 2011, se han vendido algunos porcentajes menores adicionales de YPF en el mercado.

Teniendo en cuenta todas las operaciones realizadas sobre el capital de la petrolera argentina, en 2011 y 2010 el grupo ha vendido acciones de YPF representativas del 22,38% y 4,23% del capital social de la misma, respectivamente, por un importe neto total de 3.292 millones de dólares (2.327 millones de euros) en 2011 y 647 millones de dólares (489 millones de euros) en 2010.

Tras estas operaciones, la participación del Grupo Repsol YPF en el capital social de YPF al 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendía al 57,43% y 79,81%, respectivamente.

Las ventas descritas supusieron un incremento del epígrafe "Intereses minoritarios" por importe de 1.537 y 305 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. La plusvalía antes de impuestos generada, que ha sido registrada en el epígrafe "Otras reservas", asciende a 478 y 139 millones de euros, en 2011 y 2010, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión negativas acumuladas, que ascendía a 312 y 44 millones de euros, respectivamente.

32

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:

- Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son (ver nota 15.1):
 - Sacyr Vallehermoso, S.A. que tiene una participación total de 10,01%
 - CaixaBank, S.A. (perteneciente a Grupo Caixa), que tiene una participación total directa e indirecta del 12,84% en Repsol YPF.
 - Petróleos Mexicanos (Pemex), que tiene una participación total del 9,49%, a través de Pemex Internacional España, S.A, PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,49% del capital social de Repsol YPF.
- Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- Personas o entidades del Grupo: 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, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2011 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
GASTOS E INGRESOS:				
Gastos financieros	26	–	–	26
Contratos de gestión o colaboración	–	–	2	2
Arrendamientos	2	–	33	35
Recepciones de servicios	8	–	428	436
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽¹⁾	2.751	–	5.755	8.506
Otros gastos	11	–	18	29
TOTAL GASTOS	2.798	–	6.236	9.034
Ingresos financieros	36	–	18	54
Contratos de gestión o colaboración	–	–	4	4
Arrendamientos	1	–	–	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	–	–	–	–
Prestaciones de servicios	42	–	34	76
Venta de bienes (terminados o en curso)	109	–	1.262	1.371
Otros ingresos	4	–	80	84
TOTAL INGRESOS	192	–	1.398	1.590

Millones de euros	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽²⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
OTRAS TRANSACCIONES				
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	124	–	–	124
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	–	–	346	346
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	–	–	–	–
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	187	–	–	187
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽³⁾	783	–	7	790
Garantías y avales prestados ⁽⁴⁾	193	–	133	326
Garantías y avales recibidos	70	–	–	70
Compromisos adquiridos ⁽⁵⁾	585	–	15.782	16.367
Compromisos / garantías cancelados	1	–	254	255
Dividendos y otros beneficios distribuidos	519	–	–	519
Otras operaciones ⁽⁶⁾	1.321	–	–	1.321

⁽¹⁾Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2011 asciende a 85.000 barriles al día.

⁽²⁾Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

⁽³⁾Incluye líneas de crédito por importe de 553 millones de euros con La Caixa.

⁽⁴⁾Incluye 64 millones de euros correspondientes a la garantía concedida por el Grupo en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L. (ver nota 34).

⁽⁵⁾Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

⁽⁶⁾Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 416 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 173 millones de euros y de tipo de interés por 209 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2010 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
GASTOS E INGRESOS:				
Gastos financieros	108	–	–	108
Contratos de gestión o colaboración	–	–	1	1
Arrendamientos	3	–	9	12
Recepciones de servicios	9	–	409	418
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽¹⁾	2.031	–	4.977	7.008
Otros gastos	10	–	1	11
TOTAL GASTOS	2.161	–	5.397	7.558
Ingresos financieros	22	–	21	43
Contratos de gestión o colaboración	–	–	4	4
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	–	–	1	1
Prestaciones de servicios	37	–	34	71
Venta de bienes (terminados o en curso)	174	–	1.257	1.431
Otros ingresos	5	–	52	57
TOTAL INGRESOS	238	–	1.369	1.607

Millones de euros	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽²⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
OTRAS TRANSACCIONES				
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	59	–	–	59
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	–	–	324	324
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	–	–	1
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	53	–	–	53
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽³⁾	734	–	6	740
Garantías y avales prestados	133	–	416	549
Garantías y avales recibidos	40	–	–	40
Compromisos adquiridos ⁽⁴⁾	132	–	20.100	20.232
Compromisos / garantías cancelados	–	–	–	–
Dividendos y otros beneficios distribuidos	269	–	–	269
Otras operaciones ⁽⁵⁾	3.044	–	–	3.044

⁽¹⁾Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en el ejercicio 2010 estaba fijado en 71.000 barriles al día.

⁽²⁾Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a las operaciones con administradores y directivos. El importe total de los dividendos distribuidos a Administradores y personal directivo y de los préstamos concedidos a directivos es inferior a un millón de euros.

⁽³⁾Incluye líneas de crédito por importe de 632 millones de euros con el Grupo Caixa.

⁽⁴⁾Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

⁽⁵⁾Incluye inversiones a corto plazo por importe de 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 millones de euros y de tipo de interés por 711 millones de euros con el Grupo 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.

33

Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo

33.1

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 11,5 millones de euros, lo cual representa un 0,52% 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 2011 y 2010, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	2011	2010
Euros		
Consejo de Administración	176.594	172.287
Comisión Delegada	176.594	172.287
Comisión de Auditoría y Control	88.297	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	43.072

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2011 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,974 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	176.594	176.594	–	–	–	353.188
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	–	–	–	353.188
Pemex Internacional España, s.A.	176.594	176.594	–	–	44.149	397.337
Carmelo de las Morenas ⁽¹⁾	58.865	–	29.432	–	–	88.297
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	–	–	–	353.188
Paulina Beato	176.594	–	88.297	–	–	264.891
Javier Echenique	176.594	176.594	88.297	–	–	441.485
Artur Carulla	176.594	176.594	–	44.149	–	397.337
Luis del Rivero ⁽²⁾	161.878	132.446	–	–	–	294.324
Juan Abelló	176.594	29.432	–	–	44.149	250.175
José Manuel Loureda	176.594	–	–	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier	176.594	–	–	–	44.149	220.743
Isidro Fainé	176.594	176.594	–	–	–	353.188
Juan María Nin	176.594	–	–	44.149	44.149	264.891
Angel Durandez	176.594	–	88.297	–	–	264.891
M ^a Isabel Gabarró	176.594	–	–	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz ⁽³⁾	117.729	–	–	29.432	–	147.162

⁽¹⁾ D. Carmelo de las Morenas López dimitió como Consejero con fecha 15 de abril de 2011.

⁽²⁾ D. Luis del Rivero dimitió como Consejero con fecha 20 de diciembre de 2011.

⁽³⁾ D. Mario Fernández Pelaz fue nombrado Consejero con fecha 15 de abril de 2011.

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 devengada en el año 2011 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (vivienda y otros), la variable anual y la variable plurianual, esta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al período 2008-2011, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,942 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,033 millones de euros.

Asimismo, con carácter extraordinario, en 2011 se devengó una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 de 2,772 millones de euros para D. Antonio Brufau y de 1,678 millones de euros para D. Luis Suárez de Lezo.

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

c. Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2011 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 0,611 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Euros	YPF	Gas Natural	TOTAL
Antonio Brufau Niubó	85.281	289.800	375.081
Luis Suarez de Lezo Mantilla	83.668	151.800	235.468

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 2011 a 2,965 millones de euros. Corresponden 2,671 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,294 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f. Incentivos

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

33.2

Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2011, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3

Operaciones con los administradores

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

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, 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.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo III, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Durante el ejercicio 2011, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

Finalmente, el acuerdo del Consejo de Administración relativo a la compra de acciones propias representativas del 10% del capital social, aprobado en la reunión de este órgano celebrada el 18 de diciembre de 2011, se adoptó sin la participación de los Consejeros D. Luis Fernando del Rivero Asensio, D. Juan Abelló Gallo y D. José Manuel Loureda Mantiñán. Asimismo, el Sr. Loureda no participó en la adopción de los acuerdos sobre esta misma operación aprobados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones celebrada también el 18 de diciembre de 2011, con anterioridad a la reunión del Consejo de Administración.

33.4

Retribución del personal directivo

a. Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol YPF considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 7 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2011, 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) de esta nota.

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 2011, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

Concepto	Millones de euros
Sueldo	4,968
Dietas	0,341
Remuneración Variable	4,533
Remuneración en Especie	0,870

Adicionalmente, con carácter extraordinario, en 2011 se devengó una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 de 6,870 millones de euros.

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 17,582 millones de euros.

c. Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2011, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,429 millones de euros.

d. Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2011 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en nota 3.3.18 y nota 18), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,475 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.

e. Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,180 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,80% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5

Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a) 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 del personal directivo a que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2011, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.6

Operaciones con el personal directivo

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

34

Pasivos contingentes y compromisos

Garantías

A 31 de diciembre de 2011 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). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- 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 por aproximadamente, 15 millones de dólares (12 millones de euros) así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 15 millones de dólares (12 millones de euros). El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 96 millones de dólares (74 millones de euros).
- Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., sociedad que fue constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita en Perú, así como un gasoducto. Estas garantías cubren las necesidades de fondos de Perú LNG en ciertos supuestos de precio y de no disponibilidad de gas para cumplir sus obligaciones de Delivery or Pay con Repsol Comercializadora de Gas, S.A, así como para cubrir sus gastos operativos y el servicio de la deuda. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada uno en la proporción de su participación en el capital de Perú LNG. En el caso de Repsol YPF el importe total estimado en su proporción es de 83 millones de dólares (64 millones de euros) y a partir del año 2021, ascenderá a 224 millones de dólares (174 millones de euros).

- Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo a través de su filial YPF S.A., emitió garantías en relación a las actividades de financiación de Central Dock Sud S.A. por un importe de 9 millones de dólares (7 millones de euros); adicionalmente otorgó garantías para cubrir obligaciones ambientales de Maxus por un importe de 50 millones de dólares (39 millones de euros) (ver nota epígrafe *Contingencias* en esta misma nota a continuación).

Adicionalmente Repsol YPF otorga otro tipo de garantías e indemnizaciones, principalmente indemnizaciones específicas en relación con la venta de activos, dentro del curso normal de las operaciones.

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2011 los principales compromisos firmes de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Compromisos	2012	2013	2014	2015	2016	Ejercicios posteriores	TOTAL
Arrendamientos operativos ⁽¹⁾	597	320	230	203	188	1.234	2.772
Transporte - Time Charter ⁽²⁾	293	160	84	66	61	595	1.259
Arrendamientos operativos ⁽³⁾	304	160	146	137	127	639	1.513
Compromisos de compra	9.513	5.759	5.089	4.458	3.957	29.640	58.416
Crudo y otros ⁽⁴⁾	4.174	463	390	358	319	390	6.094
Gas natural ⁽⁵⁾	5.339	5.296	4.699	4.100	3.638	29.250	52.322
Compromisos de inversión ⁽⁶⁾	1.668	1.308	487	1.001	625	5.683	10.772
Prestación de servicios	745	418	388	354	302	1.508	3.715
Compromisos de transporte ⁽⁷⁾	215	133	147	150	145	946	1.736
TOTAL ⁽⁸⁾	12.738	7.938	6.341	6.166	5.217	39.011	77.411

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⁾ Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2011 y 2010, ascienden a 679 y 659 millones de euros, respectivamente.

⁽²⁾ Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 44 buques tanque (cinco de ellos a través de Gas Natural Fenosa) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2012 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 293 millones de euros para el ejercicio 2012.

⁽³⁾ Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 77 millones de euros.

⁽⁴⁾ Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex con duración indeterminada, que en 2011 asciende a 85.000 barriles al día. Adicionalmente incluye las compras al amparo del acuerdo firmado con Saudi Arabian Oil Company que se renueva anualmente por un volumen de 75.000 barriles al día.

⁽⁵⁾ 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 24.145 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 6.075 millones de euros, en Perú por importe de 12.282 millones de euros, en Canadá por importe de 7.924 millones de euros y en España por importe de 1.574 millones de euros.

⁽⁶⁾ Este importe recoge compromisos en relación con la renovación de las concesiones de explotación de YPF por importe de 5.951 millones de euros. También incluye compromisos de inversión en Brasil por importe de 1.858 millones de euros.

⁽⁷⁾ Incluye 350 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. Además se incluyen 1.385 millones de euros por el transporte de gas natural en otros países.

⁽⁸⁾ Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 28.889 millones.

Venta	2012	2013	2014	2015	2016	Ejercicios posteriores	TOTAL
Compromisos de venta	10.873	4.309	3.821	3.470	3.006	26.447	51.926
Crudo y otros	6.734	975	856	740	710	2.715	12.730
Gas natural ⁽¹⁾⁽²⁾	4.139	3.334	2.965	2.730	2.296	23.732	39.196
Compromisos de transporte	13	13	13	13	13	124	189
Prestación de servicios	759	599	613	518	420	2.530	5.439
Arrendamientos	167	167	155	150	170	1.148	1.957
TOTAL ⁽³⁾	11.812	5.088	4.602	4.151	3.609	30.249	59.511

⁽¹⁾Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 10.900 millones de euros, en Argentina por importe de 3.766 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 2.906 millones de euros, en España por importe de 2.459 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 Fenosa por importe de 6.128 millones de euros.

⁽²⁾Incluye asimismo los compromisos de venta de gas natural de acuerdo con el contrato con PDVSA que establece la obligación recíproca de entrega y adquisición de aproximadamente 2.194.010 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 10.097 millones de euros.

⁽³⁾Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 15.388 millones

Contingencias

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa a la posición financiera o a la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

A 31 de diciembre de 2011, el balance consolidado de Repsol YPF incluye provisiones por litigios por un importe total de 432 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—“Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal”). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe “Otras provisiones” de la nota 17, excepto por 113 millones de euros, correspondiente a provisiones registradas en relación con litigios de YPF Holdings en Estados Unidos descritos más adelante, que se encuentran recogidos en el epígrafe “Provisiones de medio ambiente” (ver notas 17 y 35).

Estados Unidos de América

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. (“YPF Holdings”), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2011, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 118 millones de euros, de las cuales 113 millones de euros se han clasificado como provisiones medioambientales (ver nota 35). YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras

contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra Solutions Inc (“Tierra”) podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales adicionales a las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra, sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey

Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la “EPA”), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (Department of Environmental Protection, el “DEP”) y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos con agencias intergubernamentales se denominan “AOC’s” (Administrative Order on Consent) e incluyen un *consent decree* (procedimiento acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios del río Passaic en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic.

En la relación de hechos de la EPA en el acuerdo del 2007 (el cual modificó el acuerdo de 1994) se señala como una fuente continua de vertidos de sustancias tóxicas en el área inferior del río Passaic la combinación de rebosamientos de alcantarillas y aguas torrenciales causados por tormentas. Por esta razón, durante la primera mitad del año 2011, Maxus y Tierra por cuenta de Occidental, negociaron con la EPA un “Administrative Settlement Agreement and Order on Consent” para la investigación de la combinación de rebosamientos de alcantarillas y aguas torrenciales causados por tormentas (“CSO AOC”) que fue firmado y entró en vigor en septiembre del 2011. Además de proveer un estudio sobre los rebosamientos de alcantarillas en el río Passaic, el “CSO AOC” viene a confirmar que no deberán llevarse a cabo más obligaciones bajo el “AOC” de 1994. Tierra estima que el coste total de llevar a cabo el “CSO AOC” asciende aproximadamente a 5 millones de dólares (4 millones de euros) y que su finalización llevará un plazo de dos años. De conformidad con un acuerdo con las partes que cooperan en el AOC del 2007, Tierra asumirá el 50% del coste del “CSO AOC”.

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el “FFS”) que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde cero, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y se estima que emitirá una propuesta modificada de remediación en la segunda mitad del año 2012. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento. La EPA requirió a Tierra la formalización de una garantía para las dos fases por un importe de 80 millones de dólares (58 millones de euros), de los que 42 millones de dólares (30 millones de euros) han sido abonados en una cuenta “trust” para financiar los trabajos. No obstante, durante el primer trimestre de 2010 se emitió una carta de crédito que reemplaza la obligación de depositar fondos adicionales en el “trust”. En el ejercicio 2011 se ha firmado un “Removal Design Services and Construction Contract” con el contratista que ha asumido los trabajos de extracción. Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En la fecha de estas cuentas anuales, YPF Holdings ha dotado provisiones por un importe aproximado de 108 millones de dólares (78 millones de euros) en relación con las materias relacionadas con el río Passaic, la Bahía de Newark y sus alrededores, comprendiendo los costes estimados de estudios, y de los trabajos de remoción y otras materias relacionadas con el río Passaic y la Bahía de Newark.

En diciembre de 2005, el DEP y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas. El DEP no ha incorporado importes en sus reclamaciones, pero:

- sostuvo que el tope de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no debería ser aplicable;
- alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remoción, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, y
- notificó a Maxus y Tierra que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos.

De forma paralela a este litigio, un mediador había iniciado la preparación de un plan de trabajo para un proceso de solución alternativo de la disputa, pero fue descartado debido a que las partes no consiguieron llegar a un consenso en ciertos aspectos básicos de la cuestión.

En Octubre de 2010 algunos demandados plantearon varias mociones para suspender el juicio respecto de ellos, motivadas por medio de “motions to sever and stay” que habilitaría al DEP de New Jersey para proceder contra los demandados directos, las cuales, no obstante, han sido rechazadas; así como “motions to dismiss” (falta de legitimación pasiva) las cuales fueron denegadas en enero de 2011.

En mayo de 2011, el Tribunal dictó la “Case Management Order XVII” (“CMO XVII”), por la que establece la planificación del procedimiento para las siguientes fases del juicio. Esta planificación establece dos fases en el juicio (responsabilidad y daños) y nueve vías.

Una vez dictada la “CMO XVII” el Estado y Occidental plantearon mociones para la sentencia parcial sumaria. Sobre estas mociones el Tribunal ha fallado lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation and Diamond Shamrock Chemicals Company; (ii) Occidental es un “emisor” de sustancias tóxicas y por tanto es “responsable” frente al Estado bajo la “Spill Act” de Nueva Jersey por cualquier coste de remoción o limpieza asociado a los vertidos realizados desde la planta de Lister Avenue; (iii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado, en tanto en cuanto el Estado pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio “Aetna” deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina “collateral estoppel”; (iv) el Tribunal ha fallado que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de conformidad con la “Spill Act” de Nueva Jersey por el mero hecho de la propiedad actual de la planta de Lister Avenue; (v) la Corte ha fallado que Maxus tiene una obligación bajo el “Stock Purchase Agreement” de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del “Spill Act” derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue. En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que se encuentra probada la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexa causal entre las descargas y el daño alegado.

Con base en la información disponible a la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, y el juicio de los abogados internos y externos, no es posible estimar una pérdida razonable o rango de la pérdida de estas cuestiones pendientes, por lo que no se han contabilizado provisiones por las mismas.

Condados de Hudson y Essex, New Jersey

Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores, en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato

ferroso (“COPR”) provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (15 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros dos fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (15 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de COPR en diversos lugares no incluidos inicialmente en la directriz anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (4 millones de euros) y procederá a la limpieza de tres lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros) con sujeción a los términos del borrador del acuerdo preliminar que devino firme y eficaz en septiembre de 2011. En el acuerdo se estipulaba que el pago de los 5 millones de dólares se realizaría en octubre de 2011 y la programación de remediación concluiría en el primer trimestre del 2012.

Además, en marzo de 2008 el DEP aprobó un plan provisional para los trabajos que lleve a cabo Tierra en el emplazamiento de la planta de Kearny, y los que lleven a cabo Tierra en conjunto con otras partes en las proximidades de la planta de Kearny. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a Tierra y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RI/FS (*Remedial Investigation / Feasibility Study*) para este emplazamiento. Las partes involucradas enviaron su respuesta y esperan discutir con la EPA el alcance de estos trabajos. A la fecha, se desconoce si trabajos adicionales a los acordados con el DEP serán requeridos.

Otras antiguas plantas y plantas de terceros

Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada y en algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

Litigio de Dallas Occidental contra Maxus

En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el “Agente Naranja” (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha reembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una provisión por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones vinculadas con el “Agente Naranja” pueda tener un impacto significativo en su situación financiera.

Concretamente, en relación con la evolución del litigio relativo al “*Agente Naranja*”, que puede verse afectado por esta demanda, el tribunal del distrito de Estados Unidos, resolvió a favor de los demandados en juicios rápidos en algunos de estos casos. Los demandantes apelaron estas sentencias ante el *Second Circuit Court of Appeals* que reafirmó las sentencias emitidas. En marzo de 2009, la Corte Suprema declinó atender posteriores reclamaciones. Todos los litigios relacionados con el “Agente Naranja” fueron desestimados en diciembre de 2009. Si bien es posible que futuras reclamaciones sobre este asunto sean presentadas en el futuro por terceros no conocidos a la fecha, no anticipamos obligaciones futuras significativas al respecto.

Adicionalmente, el resto de las reclamaciones recibidas y que han sido rechazadas, tienen relación con potenciales afecciones ocasionadas por la exposición de las personas al VCM y otros productos químicos, si bien se ha estimado que los mismos no generarán obligaciones significativas. Sin embargo, la declaración de responsabilidad implica responsabilidad sobre las reclamaciones futuras, de existir, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen.

Cameron Parish Louisiana: En mayo de 2008, Ruby Mhire y otros demandantes ("Mhire") presentaron una demanda contra varias personas, entre ellas Maxus, alegando que las distintas partes demandadas, incluyendo un antecesor de Maxus, habían contaminado una propiedad en Cameron Parish, Louisiana, durante el desarrollo de actividades de petróleo y gas en dicha propiedad, operaciones desarrolladas por la compañía predecesora de Maxus desde 1969 hasta 1989. Los demandantes han pedido remediación y otras compensaciones por un importe de 158 millones de dólares (122 millones de euros). YPF Holdings cree que la actividad de remediación debería ser relativamente escasa y tiene la intención de hacer una oposición enérgica. Maxus ha presentado las alegaciones oportunas de respuesta en la materia. El procedimiento se encuentra en fase inicial, y se espera que el juicio pueda iniciarse en el cuarto trimestre de 2012. Con base en la información actualmente disponible, no es posible estimar una pérdida razonable o rango de pérdida de estas cuestiones pendientes.

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 existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

Mercado del Gas Natural

Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía 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 fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Algunos clientes de YPF han rechazado 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, habiéndose opuesto YPF a dichas reclamaciones.

AES Uruguiana Empreendimentos S.A. ("AESU")

Ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (21 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la "CCI") notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul ("Sulgás") contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (787 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas

de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar. El 1 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión, se establecieron las reglas del procedimiento y se dispuso la bifurcación del procedimiento a los efectos de decidir con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. YPF presentó sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 29 de octubre de 2010 y AESU respondió el 30 de noviembre de 2010 rechazando dichas objeciones y afirmando la competencia del Tribunal Arbitral. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de dictar laudo respecto de su competencia.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM") solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural. El 1 de octubre de 2010 se firmó un acta en el cual se fijaron las pretensiones de las distintas partes involucradas en el arbitraje así como las reglas del procedimiento que deberá seguir dicho arbitraje.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (13 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (274 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF. El Tribunal Arbitral ha sido constituido y con fecha 10 de junio de 2010, YPF presentó sus alegaciones ante el Tribunal Arbitral solicitando que dicho Tribunal declare su no competencia para conocer la reclamación. En el caso de que esta petición sea rechazada, YPF solicita al Tribunal Arbitral que suspenda el procedimiento hasta que el procedimiento arbitral actualmente en curso contra TGM, AESU, y Sulgás sea resuelto. El 14 y el 15 de septiembre de 2010 el Tribunal Arbitral mantuvo sendas audiencias con YPF y TGM para determinar su competencia.

El 11 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión fijando las pretensiones de las partes en el Arbitraje y se fijaron las reglas del procedimiento que deberá seguir el Arbitraje y se ha dispuesto la bifurcación del procedimiento a los efectos de resolver con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. AESU y TGM presentaron sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 22 de noviembre de 2010 y YPF rechazó dichas objeciones, afirmando la jurisdicción del Tribunal Arbitral para responder a todas las cuestiones planteadas el 20 de diciembre de 2010. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción.

Con fecha 6 de Abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje en referencia al litigio de YPF con AES Uruguiana Empreendimentos S.A. ("AESU") estimó la cuestión jurisdiccional planteada por YPF, disponiendo en consecuencia que todas las reclamaciones planteadas en todos los arbitrajes ("AESU contra YPF", "TGM contra YPF" e "YPF contra AESU") se acumularan en un solo arbitraje, el arbitraje de "YPF contra AESU" en el que comparecieran todas las partes con todas las reclamaciones formuladas en los arbitrajes acumulados.

Asimismo, existen ciertas reclamaciones en relación con pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones. En este orden, una de las partes involucradas inició un proceso de mediación con fin de determinar la procedencia de los mismos, habiendo finalizado este procedimiento de mediación sin acuerdo. YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual *Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN")* reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagadas, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios. YPF ha procedido a responder a las reclamaciones mencionadas. Adicionalmente, la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte aduciendo la culpabilidad de YPF fundamentándose en la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte mencionada anteriormente, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios.

Tras la ampliación de la demanda realizada por TGN en noviembre de 2011, la cantidad total reclamada ascendería a aproximadamente 64 millones de dólares. Asimismo en noviembre de 2011 TGN ha reclamado mediante nota dirigida a YPF daños y perjuicios por la rescisión

del contrato de transporte en la cantidad de 142 millones de dólares (110 millones de euros), reclamación que ha sido rechazada por YPF.

Asimismo, Nación Fideicomisos S.A., había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de ciertos cargos de transporte. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, Nación Fideicomisos S.A. procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar una reclamación ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 millones de pesos (61 millones de euros) por dichos cargos. YPF procederá a contestar la demanda planteando la conexión con el juicio "TGN c/ YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en esta causa y rechazando la reclamación con base en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte.

De acuerdo con la estimación de YPF, las reclamaciones recibidas hasta la fecha no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Adicionalmente, dentro de lo mencionado anteriormente, el 8 de enero de 2009, YPF también presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

Con fecha 21 septiembre 2011 fue notificada a YPF resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando los argumentos de YPF y declarando incompetente al Enargas y competente al fuero civil y comercial Federal.

Compañía Mega S.A.

(Compañía en la que YPF participa en un 38%) 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 considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina. En el arbitraje que se sigue en este asunto con fecha 24 de marzo de 2011 la CCI aprobó el Acta de Misión, acta que no fue suscrita por YPF. Con fecha 13 de mayo YPF fue notificada de la resolución del Tribunal que fija las normas de procedimiento y en junio de 2011 fue notificada de la resolución por la que se dispone la apertura del periodo de prueba.

Con fecha 15 de agosto de 2011 MEGA reclamó a YPF mediante nota por la falta de entrega de volumen por los períodos 2009, 2010 y 2011 la suma total de 94 millones de dólares (73 millones de euros).

Investigaciones de la CNDC

El 17 de 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 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido 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 coste de adquisición; y (b) los intentos frustrados 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 fue 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 infracción 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 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó 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. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de 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.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

Reclamaciones Medioambientales 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 medioambientales, 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 medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental 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. YPF considera que, al amparo de la Ley N° 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

En una de estas reclamaciones se dictó sentencia de Primera Instancia el día 11 de agosto de 2011 por la que se rechazan las excepciones alegadas por YPF y se estima la demanda promovida por los actores y que condena a YPF a abonar las sumas estimadas por importe aproximado de 4 millones de dólares (3 millones de euros), que sumados los intereses ascendería a un importe total de 7 millones de dólares (5 millones de euros). Asimismo, se rechaza la demanda contra el Estado Nacional. Contra la expresada sentencia se ha interpuesto recurso de apelación.

Cabe agregar que, con fecha 25 de enero de 2010, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), el cual funciona bajo el ámbito del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF S.A. establecida en el artículo 9 de la Ley 24.145 de privatización de YPF.

Asociación de Superficiarios de la Patagonia (la "ASSUPA")

En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (410 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y 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, de conformidad con la Ley N° 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados. Hasta el momento se han presentado las Provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han presentado sendas declaraciones de *excepción de incompetencia*, las cuales han sido contestadas por la actora, encontrándose actualmente pendientes de resolución.

El 16 de marzo del 2011 YPF y ASSUPA acordaron solicitar la suspensión de los plazos procesales con el fin de analizar la posibilidad de hallar una propuesta que permita alcanzar una solución

consensuada del conflicto, todo ello sin reconocer hechos ni derecho. Con fecha 13 de diciembre de 2011 la Corte Suprema dispuso la suspensión de los plazos y ASSUPA e YPF presentaron un cronograma de reuniones cuya fecha de inicio es febrero de 2012

Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud

Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley N° 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables 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 medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental 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, de conformidad con la Ley No.22.145 y el Decreto No. 546/1993.

Con fechas 1 de junio, 9 de agosto y 24 de agosto de 2011 fueron notificadas a YPF las Resoluciones 442/2011, 424/2011 y 772/2011 de la Autoridad de Cuenca Matanza Riachuelo (ACUMAR) por las cuales se requiere a YPF SA que presente un programa de reconversión industrial dentro el plazo de 30 días hábiles así como una póliza de caución que garantice los objetivos y plazos propuestos en el referido programa en relación con 3 instalaciones de YPF. El Programa ha sido presentado, no obstante el recurso interpuesto por YPF contra las citadas resoluciones.

Reclamaciones Medioambientales en Quilmes

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 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas 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 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 YPF ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 35 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 19 millones de pesos (3 millones de euros).

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 la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación. En diciembre 2009, YPF presentó prueba de la documentación solicitada.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó

una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 "MP" por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del período de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones planteadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba. Finalmente, el 16 de septiembre de 2010 solicitó la finalización de este litigio basándose en: (a) los importes invertidos para cumplir con las obligaciones de la concesión entre 2007 y 2010 y (b) las acciones llevadas a cabo en relación con las obligaciones medioambientales.

En abril de 2011 YPF realizó una nueva presentación en la que se actualizó la información de inversiones realizadas durante 2010, se informó la inversión prevista para el año 2011 en desarrollo y para el período 2011-2016 en actividad exploratoria, se solicitó se resolviera la solicitud para que la Secretaría de Hidrocarburos se abstuviera de seguir interviniendo en todas las cuestiones ambientales que estaban siendo objeto de investigación por parte de la autoridad ambiental provincial (CODEMA) y se reiteró la solicitud de levantamiento de imputaciones y archivo del expediente. Cabe mencionar que tanto el valor de los activos netos como de las reservas probadas de las áreas mencionadas no es significativo.

Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el período 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 365 millones de pesos argentinos (66 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada)

Un antiguo empleado de la Compañía antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF y Repsol solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la Medida Cautelar) presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF llevada a cabo por Repsol o por YPF, salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones.

Contra dicha medida cautelar, YPF y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Paralelamente, en marzo de 2011 YPF obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol posee de YPF. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF, siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social.

De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), YPF y Repsol consideran que ninguna de ambas compañías debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de la Compañía excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece.

Con fecha 21 de julio de 2011 el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol YPF S.A. y ordenó remitir las actuaciones al

Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011.

La apelación contra esta resolución interpuesta por el demandante ha sido desestimada. En la actualidad el expediente se encuentra en la Cámara Federal de Apelaciones para resolver el recurso interpuesto contra la denegación de la apelación.

Con fecha 5 de diciembre de 2011 la referida Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia del 4 de febrero de 2011 y –en consecuencia- dejar sin efecto la medida cautelar oportunamente ordenada consistente en que se suspenda la venta de acciones de YPF S.A. y/o cualquier otra operación bursátil que involucre las acciones de la compañía en las cuales el actor y/o demás integrantes del programa de propiedad participada no tuvieran intervención, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol YPF S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad. La sentencia se encuentra firme.

Denuncia de la Secretaria de Transporte ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC)

El 11 de enero de 2012, la Secretaría Nacional de Transporte formuló ante la CNDC una denuncia contra cinco compañías petroleras entre las que se halla YPF, por presunto abuso de posición dominante respecto de las ventas de gasoil a granel a compañías de transporte público de pasajeros. La conducta denunciada consistiría en la venta de gasoil a granel a compañías de transporte público automotor de pasajeros a precios superiores que el precio minorista cobrado en las estaciones de servicio. Conforme lo establecido por el artículo 29 de la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, YPF presentará explicaciones ante la CNDC (ver nota 2).

Brasil

Existen reclamaciones administrativas de las Autoridades estatales brasileñas relativas a formalidades en la importación y circulación de equipos industriales para la exploración y producción de hidrocarburos en campos no operados por el Grupo Repsol. El importe de dichas reclamaciones que correspondería al Grupo Repsol por su participación en los consorcios no operados sería de 134 millones de euros.

España

Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009

El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 (actual artículo 101 TFUE) del Tratado UE a Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A., BP, y CEPSA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 RCPP interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, Recurso Contencioso-administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009, formalizando la demanda con fecha 29 de diciembre de 2010. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria. Asimismo y de forma paralela, ante la Sala de los Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional se formalizó demanda especial de protección jurisdiccional de derechos fundamentales.

Argelia

Litigio de Gas Natural Fenosa contra Sonatrach en relación con el contrato de suministro de gas

Gas Natural Fenosa y Sonatrach han mantenido una disputa sobre la revisión del precio de los contratos de suministro de gas recibido desde Argelia a través del gaseoducto Magreb Europa.

El 14 de junio de 2011 Sonatrach y Gas Natural Fenosa han acordado resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas de Sagane, S.A. (sociedad dependiente de Gas Natural Fenosa) y sobre los que recayó un laudo arbitral dictado en agosto de 2010, determinando tanto el precio aplicable al periodo 2007-2009, como el aplicable desde 1 de enero de 2010 hasta el 31 de mayo de 2011, comprometiéndose ambas partes a desistir de todos los procedimientos actualmente en curso.

Dicho acuerdo no ha tenido impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio 2011, dado que los riesgos derivados del contencioso figuraban provisionados en el epígrafe de “Provisiones” (ver nota 17).

35

Información sobre Medio Ambiente

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. El Grupo impulsa la certificación ISO 14001 sus instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

Como pieza clave del Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF cabe destacar la fijación anual de objetivos de medio ambiente, que enmarcados dentro de las líneas estratégicas de medio ambiente de la Compañía son aprobados por su Comité de Dirección. Las líneas estratégicas contemplan áreas críticas para la protección del medio ambiente, el liderazgo de la dirección, la mejora de la gestión, el control de los riesgos y la minimización del impacto ambiental de actividades y productos. Además sirven para elaborar los planes de actuación de cada negocio, donde se incluyen las acciones necesarias para mejorar la gestión y dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivadas de las auditorías ambientales realizadas, etcétera, así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplaron 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.

35.1

Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	2011			2010		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Millones de euros						
Atmósfera	647	264	383	490	247	243
Agua	740	492	244	698	459	239
Calidad de productos	1.713	823	889	1.418	770	648
Suelos	301	202	99	295	131	164
Ahorro y eficiencia energética	581	199	382	550	179	371
Residuos	77	33	44	55	25	30
Otros	529	356	173	483	350	133
	4.588	2.370	2.214	3.989	2.161	1.828

El coste incluye 389 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2011 y 264 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, respectivamente.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2011 y 2010 destacan las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames.

Como proyectos de inversión singulares en 2011 cabe mencionar, el proyecto de ampliación de la capacidad de destilación y conversión de la Refinería de Cartagena (España) con una

inversión ambiental en 2011 de 92 millones de euros, el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de Luján de Cuyo (Argentina) con una inversión ambiental de 32 millones de euros, el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona (España) con una inversión ambiental de 6,6 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental en 2011 de 6,5 millones de euros.

Como proyectos de inversión singulares en 2010 cabe mencionar, la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 26 millones de euros, el proyecto de mejora de la planta de tratamiento de aguas de la refinería de Petronor con una inversión de 7 millones de euros y el proyecto de mejora de la calidad de combustibles en la Refinería de La Pampilla (Perú) con una inversión ambiental de cuatro millones de euros.

35.2

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. Estos importes figuran registrados en el epígrafe “Provisiones de Medio Ambiente” (ver nota 17).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2011	2010
Saldo al inicio del ejercicio	254	221
Dotaciones con cargo a resultados	82	75
Aplicaciones con abono a resultados	(3)	(3)
Cancelación por pago	(80)	(50)
Reclasificaciones y otros movimientos	2	10
Saldo al cierre del ejercicio	255	254

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” cuyos saldos a 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascienden a 1.382 y 1.075 millones de euros respectivamente (ver nota 17).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2011 de las provisiones ambientales hay que destacar 113 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver nota 34).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3

Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2011 y 2010 han ascendido a 292 y 356 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 94 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2011, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 6 millones de euros. Asimismo, en los ejercicios 2011 y 2010 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 28 y 27 millones de euros, respectivamente; la remediación de

suelos y abandonos por importe de 42 y 46 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 38 y 33 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 17 y 21 millones de euros, respectivamente.

35.4

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 energía, prevención y control integrado de la contaminación, responsabilidad ambiental, calidad de las aguas así como los residuos.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020 relativos a: la reducción en al menos un 20% las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20% de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20% gracias a una mayor eficiencia energética.

- La Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO₂ relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990. La reducción de derechos dentro del sistema de comercio supone un 21% menos respecto a niveles de 2005. Esta reducción de derechos deberá ser alcanzada de forma lineal anualmente y para ello se reducirán un 1,74% al año los derechos de emisión.

Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14ª Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial. Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el 100% de asignación gratuita.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida.

La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como las embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida.

Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan antes del 31 de diciembre de 2020 un 6% las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Dicha reducción podrá ser mediante el uso de biocarburantes, o proyectos de reducción de gases de efecto invernadero en la cadena de suministro de los combustibles.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO₂ en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para

contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

A nivel nacional, en España, la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 ha requerido por parte de las instalaciones de los negocios de refino y química la comunicación de nueva información a las autoridades competentes de las Comunidades Autónomas para el cálculo de las asignaciones a nivel instalación según los benchmarks sectoriales.

A raíz de estas comunicaciones, los Estados Miembros habían planificado realizar la asignación a instalaciones para diciembre 2011, si bien el plazo se ha postergado hasta marzo de 2012. Se espera conocer la asignación provisional (pendiente de posibles ajustes en el proceso de consolidación a nivel comunitario) en marzo de 2012.

Adicionalmente, en lo que respecta al resto de aspectos medio ambientales, se han presentado las siguientes novedades:

- Se ha aprobado la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales (DEI), que refunde en un único texto varias directivas anteriores: Directiva IPPC de Control Integral de la Contaminación Ambiental (Directiva 2008/1/CE que modifica la Directiva 96/61/CE), Directiva de COV, compuestos orgánicos volátiles (Directiva 1999/13/CE), Directiva de incineración de residuos (Directiva 2000/76/CE), 3 Directivas relativas al dióxido de Titanio (78/176/CEE, 82/882/CEE y 92/112/CEE) y Directiva de grandes instalaciones de combustión (Directiva 2001/80/CE). Está previsto que esta Directiva se transponga en España en Enero de 2013.

Establece normas sobre la prevención y el control integrados de la contaminación procedente de las actividades industriales y fija el proceso de definición de los documentos de referencia (BREF), que entre otras cosas, incluyen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) y las técnicas emergentes para la actividad de que se trate en cada caso. Como principal novedad respecto a la anterior Directiva IPPC, ésta indica que las conclusiones de las MTD definirán límites de emisión de obligado cumplimiento, que se someterán a aprobación por la Comisión y tendrán carácter vinculante para las autorizaciones ambientales integradas (AAIs).

A la fecha, no está previsto que ninguno de los principales BREF en revisión que aplican a la compañía (principalmente, Mineral Oil & Gas Refining, Common Waste Water & Waste Gases Treatment in the Chemical Sector, Large Volume Organic Chemistry y Large Combustion Plants) se publique antes de enero de 2014, plazo en el cual deben estar actualizadas todas las AAIs de acuerdo a la nueva Directiva DEI.

La propia Directiva incluye valores límite de emisión para algunas de actividades, como es el caso de las Grandes Instalaciones de Combustión. Antes del 7 de julio de 2015 las instalaciones catalogadas como Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) deberán cumplir los nuevos requisitos establecidos en el Capítulo III y el Anexo V de la Directiva DEI.

- En el Marco de la Ley 26/2007 de Responsabilidad Ambiental, en abril de 2011 se aprobó la metodología del Modelo de Oferta de Responsabilidad Ambiental (MORA). Se trata de una metodología desarrollada para responder a la evaluación que la ley solicita sobre la necesidad de constituir una garantía financiera por responsabilidad medioambiental que permita hacer frente a los costes de reparación de los eventuales daños que se pueden ocasionar en el desarrollo de las actividades y, adicionalmente, para el cálculo de los costes de reposición asociados a los escenarios de riesgo.

Dichas evaluaciones se deben desarrollar en base a los plazos establecidos por la Orden Ministerial (Orden ARM/1783/2011) sobre la exigibilidad de la garantía financiera y el orden de prioridad en el que se contemplan todas las actividades industriales. Las Grandes Instalaciones de Combustión tienen prioridad 1 (evaluación requerida en un plazo máximo de 2 ó 3 años), las instalaciones de refino prioridad 2 (3 ó 5 años de plazo) y la industria química y de extracción de crudo y gas prioridad 3 (5 ó 8 años de plazo).

- Bajo el marco de la Directiva Marco de Agua, pero a través de la Directiva 2008/105/CE, relativa a las normas de calidad ambiental en el ámbito de la política de aguas, se establecen normas de calidad ambiental (NCA) para las sustancias prioritarias y otros contaminantes, con objeto de conseguir un buen estado químico y ecológico de las aguas superficiales.

La Directiva relativa a normas de calidad ambiental fue transpuesta en España en enero de 2011 mediante el Real Decreto 60/2011. Actualmente, cubre 33 sustancias pero está previsto que a lo largo de enero de 2012, la UE publique una lista de aproximadamente 15 sustancias adicionales para las cuales se establecerán NCAs. En cualquier caso, no se tratan de parámetros de calidad de vertidos a cumplir por los centros industriales, sino por la diferentes masas de agua presentes en cada cuenca hidrográfica.

- En julio de 2011 se aprobó en España, la nueva Ley de residuos 22/2011 que sustituye a la Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos. Esta Ley transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva Marco de Residuos que se aprobó en la UE en 2008. Tiene como objetivos actualizar la legislación vigente, orientar la política de residuos conforme al principio de jerarquía y garantizar la protección de la salud humana y del medio ambiente, maximizando el aprovechamiento de los recursos y minimizando los impactos de su producción y gestión. Igualmente, esta Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de suelos contaminados.

Como novedades principales con respecto a la Ley 10/1998 destacan: la introducción de capítulos específicos dedicados a los subproductos y al concepto de fin de vida útil del residuo, la creación de una Comisión de coordinación en materia de residuos, como órgano de cooperación técnica y colaboración entre las distintas administraciones y la introducción del concepto de responsabilidad del productor del producto, por la que el productor está obligado a involucrarse en la prevención y gestión de los residuos que generen sus productos, según el principio de responsabilidad “de la cuna a la tumba”.

35.5

Emisiones de CO₂

Durante los ejercicios 2011 y 2010 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 17 y 16,4 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 244 y 216 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2012 por 18,6 millones de toneladas de CO₂.

En el ejercicio 2011 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 110 millones de euros, que se ha visto compensada casi en su totalidad por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. En el ejercicio 2010 no se produjo ninguna depreciación del valor de los derechos de emisión.

El resultado neto por la gestión de CO₂ ha ascendido a un ingreso neto de 31 millones de euros en 2011, mientras que en 2010 se registró un gasto de 5 millones de euros. En el ejercicio 2011 se ha realizado una gestión activa de la posición generada por la diferencia entre la asignación a través del Plan Nacional de los últimos ejercicios y las emisiones anuales realizadas por el Grupo.

Para las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo, 2012 es el último año de cumplimiento correspondiente a la Fase II (2008-2012). A partir de 2013, estas mismas instalaciones tendrán una nueva asignación de derechos para la Fase III de 2013-2020, la cual se estima que será menor en su cantidad anual que en la Fase II y que irá disminuyendo con el tiempo. Repsol ha ido anticipando desde hace muchos años esta menor asignación gratuita para la Fase III y ha tomado medidas para mitigar el futuro coste.

Por un lado, la Compañía ha adquirido a precio económico créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Por otro lado, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO₂ con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III.

Los acuerdos que tiene Repsol YPF por su participación en en dichos proyectos MDL y AC han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2011. Con estas adquisiciones, la inversión prevista a final del ejercicio es de 48 millones de euros.

36

Remuneración de los auditores

En el ejercicio 2011, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de auditoría en Repsol YPF, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 6,6 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y por otros servicios han ascendido a 1,1 y 0,2 millones de euros, respectivamente.

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

Hechos posteriores

- El 5 de enero de 2012, Repsol YPF y la petrolera estadounidense SandRidge Energy han suscrito un acuerdo por el cual Repsol adquiere, aproximadamente, 1.500 km² del yacimiento Mississippian Lime, que cuenta con elevada producción histórica y recursos probados, rico en petróleo ligero y gas que se produce a partir de carbonatos fracturados. La participación de Repsol será del 16% y del 25% en dos áreas dentro de este yacimiento situado entre los estados de Oklahoma y Kansas en Estados Unidos. En este área existe una extensa infraestructura que opera desde hace más de 30 años, lo que permitirá acelerar la puesta en producción y la comercialización de estos hidrocarburos. La inversión prevista de Repsol YPF será de 1.000 millones de dólares. El acuerdo establece que Repsol YPF realizará un pago inicial de 250 millones de dólares al cierre de la operación y el resto a lo largo de aproximadamente 3 años. La operación se enmarca en la estrategia de Repsol de diversificación geográfica hacia países OCDE.
- En enero de 2012 Repsol YPF realizó, a través de diversas entidades financieras, una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social a un precio de 22,35 euros por acción. Estas acciones formaban parte del paquete de acciones propias adquiridas el 20 de diciembre de 2011 en ejecución del acuerdo adoptado en la sesión del Consejo de Administración del 18 de diciembre, relativo a la adquisición de un 10% de su capital social (ver nota 15).
En virtud del acuerdo suscrito con las entidades financieras que participaron en la mencionada colocación, el 5% del capital restante que el Grupo mantiene en autocartera tiene restringida su venta y disposición (“lock up”) por un periodo de 90 días, con ciertas excepciones tales como su venta a inversores sujeta a las mismas restricciones de transmisibilidad, entregas de acciones a los empleados según los programas ya aprobados o propuestas de dividendo flexible (“scrip dividends”).
- También en enero de 2012, el Grupo a través de Repsol International Finance, B.V. (RIF), cerró una emisión de bonos por importe de 750 millones de euros a 7 años y 1 mes, con un cupón del 4,875% y a un precio de emisión del 99,94%, con la garantía de Repsol YPF S.A. que figuran admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Esta emisión se realizó al amparo del programa de EMTNs de la citada sociedad, registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo (ver nota 19). Posteriormente, el 7 de febrero, RIF cerró otra emisión de eurobonos por importe de 250 millones de euros adicionales con un cupón del 4,875%, a un precio de emisión de 103,166%. Esta emisión es fungible y formará una única serie con la emisión anterior, con vencimiento el 19 de febrero de 2019.
- El 16 de enero de 2012, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada en abril de 2011, la Compañía puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2012 dirigido a los empleados del Grupo Repsol YPF en España con contrato laboral indefinido que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse a dicho Plan (ver nota 18).
- El 25 de enero de 2012, en cumplimiento del acuerdo adoptado por el Consejo de Administración el 28 de septiembre de 2011, el Consejo de Administración acordó, por unanimidad, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y en línea con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales en materia de Gobierno Corporativo, modificar el Reglamento del Consejo y proponer a la Junta General de Accionistas la modificación de los Estatutos sociales. Los aspectos principales de la reforma son:
 - El reforzamiento de las garantías aplicables a operaciones vinculadas, especialmente relevantes, entre la Sociedad y sus accionistas significativos;
 - La modificación de la regulación de la obligación de no competencia de los Consejeros, permitiéndose su dispensa bajo determinadas condiciones. También se prevén determinados supuestos que quedan fuera de la prohibición de competencia, entre los que se cuenta, singularmente, el de aquellas sociedades con las que Repsol YPF mantenga una alianza estratégica.
 - La supresión en los Estatutos sociales de la limitación al número máximo de votos que puede emitir un mismo accionista.
- También el 25 de enero de 2012, Repsol YPF, S.A. y Petróleos Mexicanos (“Pemex”) suscribieron un acuerdo de intenciones en virtud del cual se comprometen a negociar una alianza

industrial estratégica que contribuya al mejor desarrollo de sus respectivos planes empresariales y permita establecer vías y mecanismos para la cooperación mutua. El desarrollo y conclusión del proceso de negociación del acuerdo de intenciones están supeditados al cumplimiento de los trámites y procedimientos establecidos en las normativas internas de ambas Compañías para la aprobación de una alianza estratégica y, específicamente, a la aprobación de la misma por los órganos sociales en cada caso competentes.

Cuentas Anuales Consolidadas
Anexos

Anexo I Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2011

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2010	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Patrimonial	% de Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
A & C Pipeline Holding	Islas Caiman	Financiera	P.E.	20,67	36,00	0	0
A- Evangelista, S.A. Sucursal (Uruguay)	Uruguay	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	18	0
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda. - ASA	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
AESA Construcciones y Servicios Bolivia, S.A. ⁽⁶⁾	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	98,00	98,00	0	0
AESA Perú S.A.C.	Perú	Construcción y servicios petroleros	I.G.	57,43	100,00	2	1
A-Evangelista Construções e Serviços, Ltda.	Brasil	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	0	1
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	6,00	10,00	100	0
Air Miles España, S.A. ⁽⁴⁾	España	Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	5	0
Akakus Oil Operation, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	0	0
Algaenergy, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,00	20,00	3	0
Amodaimi Oil Company, Ltd.	Isla Bermudas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-41	0
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	30	9
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	45	2
Atlantic 1 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	180	182
Atlantic 2/3 Holdings, LLC.	EE.UU.	Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	104	104
Atlantic 4 Holdings, LLC.	EE.UU.	Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	189	189
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	107	104
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	200	189
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	223	182
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	217	4
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	25,00	25,00	0	0
Bizoy, S.A. ⁽¹²⁾	Uruguay	Arrendamiento, administración y construcción de bienes inmuebles.	I.P.	22,97	40,00	0	0
BP Trinidad & Tobago, LLC	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	220	126
BPRV Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	126	916
Caigeste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0	0
Calio Holdings, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	45	8
Carburants i Derivats, S.A. - CADESA	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	0
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	195	1
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	51	0
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	24,48	86,15	29	67
Civeny, S.A. ⁽¹²⁾	Uruguay	Arrendamiento, administración y construcción de bienes inmuebles.	I.P.	22,97	40,00	0	0
CLH Aviación, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	65	21
CLH Holdings, Inc. ⁽⁴⁾	EE.UU.	Financiera	I.G.	57,43	100,00	-18	195

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2010	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Patrimonial	% de Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Cogeneración Gequiza, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	6	2
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. - CARBUESA	España	Remolcadores	I.G.	99,20	100,00	6	0
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	167	84
Compañía Mega, S.A.	Argentina	Fraccionadora de gas	I.P.	21,82	38,00	149	38
Comsergas, Compañía de Servicios para la Industria del Gas Licuado, S.A.	Argentina	Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0	0
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Otras actividades	I.G.	74,90	74,90	-1	0
Dubai Marine Areas, Ltd. - DUMA	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1	0
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	18	10
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción, comercialización productos químicos	I.P.	50,01	50,01	27	17
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción, comercialización productos químicos	P.E.	49,99	49,99	82	39
Dynasol Gestión, S.A.	España	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	1	0
Dynasol LLC	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	30	1
Eleran Inversiones 2011, S.A.U. ⁽⁵⁾	España	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	--	--
Empresas Lipigas, S.A. ⁽⁴⁾	Chile	Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	166	113
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	25	2
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	0	0
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	Sociedad de cartera	P.E.	26,03	45,33	92	209
Gas Austral, S.A.	Argentina	Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	2	0
Gas Natural SDC, S.A. ⁽⁹⁾	España	Distribución de gas	I.P.	30,01	30,01	10.274	922
Gas Natural West Africa S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,00	100,00	-3	7
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A.	Argentina	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	5,74	10,00	16	29
Gasoducto del Pacífico Cayman, S.A.	Islas Caiman	Financiera	P.E.	5,74	10,00	0	0
Gasoducto del Pacífico Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	27,69	36,00	0	0
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Distribución de gas natural	P.E.	9,57	16,66	0	0
Gastream México S.A. de C.V.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-1	22
Gateway Coal Company	EE.UU.	Otras actividades	I.G.	57,43	100,00	-42	-9
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	6	3
GESPOST - Gestão e Administração de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	6	0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Gestión EE.SS.	I.P.	48,34	50,00	48	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	77	0
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C. GRYPESAC	Perú	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	0
Guará, B.V.	Holanda	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	119	0
Hunt Pipeline Development Perú, LLC. ⁽⁷⁾	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,68	72,34	43	86
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	I.P.	50,00	50,00	2	2
Inch Cape Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	51,00	100,00	0	0
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	51,00	51,00	0	0
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	P.E.	24,61	42,86	37	46
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	50,00	11	12
Maxus (US) Exploration Co.	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	-217	1
Maxus Bolivia Inc.	Islas Caiman	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2010	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Maxus Bolivia Inc. (Suc. Bolivia) ⁽⁹⁾	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	275	0
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	-46	464
Maxus International Energy Company	Estados Unidos	Otras actividades	I.G.	57,43	100,00	-5	24
Mejorgas, S.A.	Argentina	Comercialización de GLP	P.E.	57,43	100,00	0	0
Metrogas, S.A.	Argentina	Distribución de gas	P.E.	18,22	70,00	156	108
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	33,36	33,36	0	0
Noroil, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	67,67	70,00	2	2
Occidental de Colombia, LLC ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	79	0
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	17,23	30,00	22	2
OJSC Eurotek	Rusia	Otras actividades	---	100,00	100,00	14	50
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.	Ecuador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	51	41
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. ⁽⁴⁾	Islas Caiman	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	94	75
Oleoducto Trasadino Argentina, S.A.	Argentina	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	20,98	36,53	7	14
Oleoducto Trasadino Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	22,69	36,00	9	6
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	21,25	37,00	53	21
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	56	31
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	7	2
Pacific LNG Bolivia S.R.L. ⁽⁹⁾	Bolivia	Exploración y Producción de Hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	0	1
Perú LNG Company, LLC. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	969	1.216
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Refino	I.G.	85,98	85,98	709	121
Petroquiriquire, S.A. ⁽⁹⁾	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	744	4
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,84	45,00	111	13
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	-1	17
Poligas Luján, S.A.	Argentina	En disolución	I.G.	29,00	50,49	0	0
Profertil, S.A.	Argentina	Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	28,72	50,00	199	148
Quiquiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	102	0
Refinería La Pampilla, S.A.A. - RELAPASA	Perú	Refino	I.G.	51,03	51,03	203	110
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	Refino y comercial. de productos petrolíferos	I.P.	28,72	50,00	99	17
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2	2
Repsol - Produção de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	100,00	100,00	0	0
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	236	161
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	775	59
Repsol Canada Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3	4
Repsol Chemie Deutchland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	996	335
Repsol Comercial, S.A.C. - RECOSAC	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	81	58
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	71	0
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,66	100,00	4	0
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	8
Repsol E & P Eurasia, LLC.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-2	0
Repsol E & PT & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	105	58

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2010	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol E & P USA, Inc	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.506	2.460
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	3	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	164	375
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	49	144
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-2	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-16	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Kazakstán, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-1	0
Repsol Exploración Liberia B.V. ⁽¹⁰⁾	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	17
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	766	8
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	228	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-3	0
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	159	159
Repsol Exploración, S.A. ⁽¹¹⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.502	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	21
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	27	1
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caiman	Financiera	I.G.	100,00	100,00	57	182
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.332	301
Repsol Investeringen, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	672	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	55	2
Repsol LNG Holding, S.A. (Repsol Exploración Trinidad, S.A.)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-9	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	312	0
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	29	4
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	-24	0
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	14
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-3	0
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	100,00	100,00	0	1
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	100,00	100,00	0	0
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-19	0
Repsol New Energy Ventures, S.A. (Repsol Biocarburantes Cartagena, S.A.)	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías.	I.G.	99,97	100,00	-1	1
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos.	I.G.	100,00	100,00	-5	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2010	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	-1	1
Repsol Offshore E & P Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	24
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	239	129
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.983	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	251	268
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	426	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	-339	60
Repsol Services Company	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	30	33
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	60,00	100,00	32	1
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	6.220	6.980
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	---	100,00	100,00	0	0
Repsol USA Holdings Corp.	EE.UU.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.551	2.619
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	917	799
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	613	464
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Administración de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	18	21
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	0	0
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	52	35
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	2
Repsol YPF E & P de Bolivia, S.A. ⁽⁵⁾	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	281	122
Repsol YPF Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	101	5
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	47	33
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	102	5
Repsol YPF Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	5	3
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	39	0
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-44	0
Repsol YPF Perú, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	187	152
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	302	0
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	198	0
Repsol YPF Venezuela Gas, S.A. ⁽⁴⁾	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-26	0
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	60	2
RYTTSA Singapur, Ltd	Islas Caimán	Sociedad en liquidación	I.G.	100,00	100,00	-4	0
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A. - SEMAPESA	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Distribución de gas	I.P.	49,99	50,00	11	4
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagem de Gas, S.A. (SAAGA)	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	5	1

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2010	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Societat Catalana de Petrolis, S.A. - PETROCAT	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	10	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-2	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	39	7
Spelta Soc. Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	2	0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarias, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	23	20
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	19,04	33,15	28	3
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Tierra Solutions Inc.	Estados Unidos	Otras actividades	I.G.	57,43	100,00	-18	195
Transierra S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	219	65
Transportadora de Gas de Perú, S.A. (TGP, S.A.)	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	282	156
Transportadora Sulbrasileira do Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	12	12
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Lda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	-27	-27
Vía Red Hostelería y Distribución, S.A.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo, Ltda.	Argentina	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	57,43	100,00	21	23
YPF Ecuador Inc.	Islas Caimán	Sociedad en liquidación	I.G.	57,43	100,00	0	1
YPF Guyana, Ltd.	Islas Caimán	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	100,00	-2	0
YPF Holdings Inc. ⁽⁴⁾	EE.UU.	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	-59	607
YPF International, S.A. ⁽⁴⁾	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	51	27
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	57,43	100,00	0	53
YPF Services USA Corp.	Argentina	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	0	0
YPF Servicios Petroleros S.A.	Estados Unidos	Ingeniería y construcción	I.G.	57,43	100,00	2	0
YPF, S.A.	Argentina	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	57,43	57,43	3.602	2.243
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.) ⁽⁵⁾	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	752	135
Zao Eurotek Yamal	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	1
Zhambai LLP	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	0	0

⁽¹⁾ Método de consolidación:
I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E.: Puesta en equivalencia

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.

⁽³⁾ Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2010), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

⁽⁴⁾ Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas.

⁽⁵⁾ Sociedades constituidas en el ejercicio 2011.

⁽⁶⁾ Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

⁽⁷⁾ Esta sociedad posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, Ltd., sociedad domiciliada en las Islas Caimán

⁽⁸⁾ Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2011.

⁽⁹⁾ Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de diciembre de 2009.

⁽¹⁰⁾ Esta sociedad cuenta con un sucursal domiciliada en Liberia.

⁽¹¹⁾ Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

⁽¹²⁾ Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de julio de 2010

Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.11			31.12.10		
					Método de Consolidación ⁽²⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽²⁾	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽³⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽³⁾
Repsol Exploración Karabashsky B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	ene-11	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Repsol E&P Eurasia LLC	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	ene-11	I.G.	99,99	99,99	–	–	–
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	ene-11 a jul-11	I.G.	57,43	57,43	I.G.	79,81	79,81
Civeny, S.A.	Uruguay	YPF, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-11	I.P.	22,97	40,00	–	–	–
Bizoy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-11	I.P.	22,97	40,00	–	–	–
Ibil Gestor Carga Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	abr-11	I.P.	50,00	50,00	–	–	–
Agri Development B.V.	Holanda	Repsol Sinopec Brasil B.V.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	abr-11	I.P.	6,00	10,00	–	–	–
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	may-11	I.P.	50,00	50,00	–	–	–
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jun-11	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Repsol Nuevas Energías U.K.	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-11	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros LDA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ago-11	–	–	–	I.G.	100,00	100,00
Repsol Angola 22 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Repsol Angola 35 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Repsol Angola 37 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	–	–	–
Eleran Inversiones 2011, S.A.	España	YPF, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	oct-11	I.G.	57,43	100,00	–	–	–
YPF Chile, S.A.	Chile	Eleran Inversiones 2011, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	oct-11	I.G.	57,43	100,00	–	–	–
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Baja del perímetro de consolidación por enajenación	oct-11	–	–	–	I.G.	100,00	100,00
Napesa S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-11	–	–	–	I.G.	96,65	100,00
Servibarna S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-11	–	–	–	I.G.	96,65	100,00
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Baja del perímetro de consolidación por enajenación	dic-11	–	–	–	I.G.	100,00	100,00
Sociedades del Grupo Gas Natural (Varias) ⁽³⁾		Gas Natural SDG, S.A.								

⁽¹⁾ En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

⁽²⁾ Método de consolidación:

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

⁽³⁾ Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.10			01.01.10		
					Método de Consolidación ⁽²⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽²⁾	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽³⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽³⁾
Akakus Oil Operation B.V.	Holanda	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	feb-10	P.E.	49,00	49,00			
Akakus Oil Operations AG	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro por fusión con Akakus Oil Operation B.V.	feb-10				P.E.	100,00	100,00
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF.S.A./Petróleos del Norte, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	mar-10	P.E.	10,00	10,00	P.E.	14,25	15,00
YPF Servicios Petroleros S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.G.	79,81	100,00			
Repsol Brasil, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	60,00	100,00			
Via Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	jun-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,49	99,49
Repsol Exploración Seram B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración East Bula B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih II B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih III B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih IV B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros, LDA	Alta en el perímetro por adquisición	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Electricidade E Calor, Ace	Portugal	R.Polímeros/R.ETBE	Aumento del porcentaje de participación	sep-10	I.G.	100,00	100,00	P.E.	66,67	66,67
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	sep-10 a dic-10	I.G.	79,81	79,81	I.G.	84,04	84,04
Repsol Louisiana Corporation	EEUU	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.G.	100,00	100,00			
Adicor, S.A.	Uruguay	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10	-	-	-	I.G.	84,04	100,00
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	46,81	46,81			
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	20,00	20,00			
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	nov-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
Repsol Occidental Corporation	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro	dic-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
Oxy Colombia Holdings Inc	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Alta en el perímetro	dic-10	I.P.	25,00	25,00			
Guará B.V.	Holanda	Repsol Brasil B.V.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	15,00	25,00			
Alberto Pasqualini Refap S.A.	Brasil	Repsol YPF Perú B.V.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
Repsol Brasil, S.A. ⁽⁴⁾	Brasil	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	60,00	60,00	I.G.	100,00	100,00
Sociedades del Grupo Gas Natural (Varias) ⁽¹⁾		Gas Natural SDG, S.A.								

⁽¹⁾ En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

⁽²⁾ Método de consolidación:
I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E.: Puesta en equivalencia

⁽³⁾ Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

⁽⁴⁾ Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2011

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi-Chergui ⁽⁶⁾	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	29,25%	Órgano conjunto Sonatrach - Contratista	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada 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
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	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 Energía S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol Energy 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
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo ⁽²⁾	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil ⁽³⁾			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canada Ltd	Regasificación de LNG

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Colombia			
Cosecha ⁽⁴⁾	70,00%	Occidental de Colombia, L.L.C.	Desarrollo
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración y producción
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cayos1 Y Cayos5	30,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Rc11 Y Rc12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración
Cuba			
Bloques 25-36	40,00%	Repsol YPF Cuba, S.A.	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón ⁽⁵⁾	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca ⁽⁶⁾	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón ⁽⁶⁾	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo ⁽⁶⁾	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo ⁽⁶⁾	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia-Siroco ⁽⁶⁾	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo ⁽⁶⁾	88,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Tesorillo-Ruedalabola	50,00%	Schuepbach Energy España, S.L.	Exploración
Morcón ⁽⁵⁾	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa ⁽⁵⁾	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I ⁽⁵⁾	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II ⁽⁵⁾	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares ⁽⁵⁾	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca ⁽⁵⁾	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Guinea Ecuator.			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea, S.A.	Exploración
Indonesia			
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	E&P
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakus Oil Operations	E&P
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	E&P
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North África) Ltd.	E&P
Marruecos			
Tanger Larache ⁽⁶⁾	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploracion
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploracion
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploracion
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos (abandono)
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Exploración y producción

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

⁽²⁾ Operaciones o activos gestionados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%

⁽³⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%

⁽⁴⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%

⁽⁵⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

⁽⁶⁾ Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2010

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi-Chergui ⁽⁶⁾	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari-Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada 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 Energía 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 Ltda.	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo ⁽²⁾	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Asociacion Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia S.A.	Ingeniería Planta LGN
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil ⁽³⁾			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Brasil ⁽²⁾	Exploración
BMES-29	40,00%	Repsol Brasil ⁽²⁾	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Brasil ⁽²⁾	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-55	40,00%	Repsol Brasil ⁽²⁾	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Colombia			
Cosecha ⁽⁴⁾	70,00%	Occidental de Colombia, L.L.C.	Desarrollo
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Rc11 Y Rc12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón ⁽⁵⁾	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca ⁽⁶⁾	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón ⁽⁶⁾	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Montanazo ⁽⁶⁾	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo ⁽⁶⁾	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia-Siroco ⁽⁶⁾	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo ⁽⁶⁾	88,00%	Petroleum	Exploración
Calypso Este	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Calypso Oeste	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Circe	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Marismas Marino Norte	40,00%	Petroleum	Exploración
Marismas Marino Sur	40,00%	Petroleum	Exploración
Tortuga	95,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo / Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Morcín 1 ⁽⁶⁾	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa ⁽⁶⁾	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I ⁽⁶⁾	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II ⁽⁶⁾	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares ⁽⁶⁾	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca ⁽⁶⁾	50,00%	Iberdrola.	Generación eléctrica
Guinea Ecuatorial			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Indonesia			
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Libia			
Epsa IV NC115 (Capex)	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción
Marruecos			
Tanger Larache ⁽⁶⁾	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

⁽²⁾ Operaciones o activos gestionados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 50%

⁽³⁾ Operaciones o activos que a 31 de diciembre de 2010 se gestionaban a través de Repsol Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60% (ver nota 7)

⁽⁴⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Occidental Corporation, sociedad de control conjunto con una participación del 25%

⁽⁵⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,129%

⁽⁶⁾ Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,129%

⁽⁷⁾ Esta sociedad en Febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Anexo III

Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas 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.: 77.276 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, s.A.: 1.035 acciones

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones:

Gas Natural SDG, s.A.: 108.244 acciones

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos:

Presidente de Valoriza Gestión, s.A.U.

Consejero de Vallehermoso División Promoción, s.A.U.

D. Juan María Nin Génova

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, s.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, s.A.: 149 acciones

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, s.A.

Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, s.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, s.A.: 998 acciones

Iberdrola, s.A.: 333 acciones