

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS


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

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2011, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la nota 3 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol YPF, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2011, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2011 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol YPF, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol YPF, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

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



Jorge Izquierdo Mazón
28 de febrero de 2012



2011

Cuentas Anuales Consolidadas

Informe de Gestión Consolidado

Informe Anual de Gobierno Corporativo



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 (DJA).

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 hidrocarburíferas, 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 periodos 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 periodos 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 garantizan 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					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	VENCIMIENTOS							
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 interés (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 Natura 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 Natura 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 Trufts 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 Gequisa, 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) ⁽⁸⁾	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 Trasandino Argentina, S.A.	Argentina	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	20,98	36,53	7	14
Oleoducto Trasandino 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. ⁽⁸⁾	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 & P T & 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. ⁽⁶⁾	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.) ⁽⁶⁾	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.

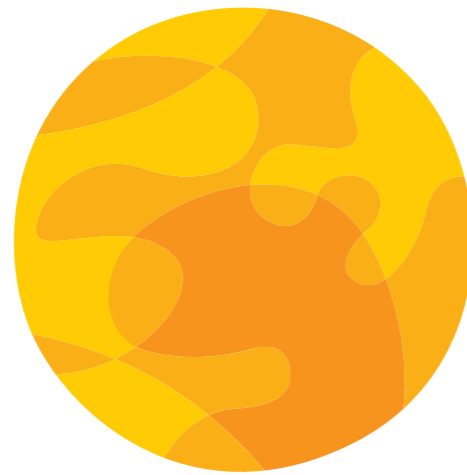
Participaciones:

Gas Natural SDG, s.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, s.A.: 998 acciones

Iberdrola, s.A.: 333 acciones



Informe de Gestión Consolidado 2011 Repsol YPF

Información general y económico-financiera	167
Entorno macroeconómico	167
Actividades del Grupo	168
Plan Horizonte 2014	169
Resultados	170
Situación financiera	171
Factores de riesgo	174
Áreas de negocio	179
Upstream	181
Gas Natural Licuado (GNL)	197
Downstream	199
YPF	208
Gas Natural Fenosa	222
Áreas corporativas	225
Gestión de personas	225
Innovación y tecnología	234
Responsabilidad corporativa	235
Seguridad y medio ambiente	239
Energía sostenible y cambio climático	242
Comunicación	243
Gestión de intangibles	245
Patrocinio deportivo	246
Nueva sede de Repsol	246

Información general y económico-financiera

Entorno macroeconómico

Los riesgos inclinan la balanza del crecimiento a la baja

El ritmo de salida de la crisis económica más severa y global de los últimos setenta años se ralentizó durante 2011. A lo largo del ejercicio, el deterioro de algunos riesgos bien identificados con anterioridad, unidos a los efectos adversos de otros factores de naturaleza impredecible, como el tsunami en Japón y el conflicto bélico en Libia, pusieron a prueba la solidez de la recuperación económica mundial.

El producto interior bruto (PIB) mundial creció en torno al 3,8%, muy por debajo de lo previsto por el Fondo Monetario Internacional (FMI) a comienzos del año. La evolución más decepcionante se dio en las economías avanzadas, que afrontaron un año especialmente complicado. Tras el rebote en 2010, en el que crecieron al 3,2%, las economías más desarrolladas pasaron a crecer a una anémica tasa del 1,6% al tiempo que se rebajaban las previsiones globales para 2012.

La ralentización del crecimiento en la primera mitad de 2011 se puede atribuir al efecto que tuvieron los siguientes factores sobre una economía todavía frágil: el repunte de la inflación debido a los precios más altos de las materias primas; la progresiva finalización de políticas de estímulo fiscal; las medidas de austeridad introducidas desde finales de 2010 en varios países europeos y las perturbaciones sobre la cadena de suministro global provocadas por el terremoto de Japón del 11 de marzo.

En consecuencia, el empleo y los ingresos públicos evolucionaron peor de lo previsto, deteriorando la sostenibilidad de las economías más débiles de la Zona Euro. En abril, Portugal se veía obligado a solicitar la asistencia financiera del FMI y de la Unión Europea (UE) para evitar la quiebra, como antes habían hecho Grecia e Irlanda. Adicionalmente, el país heleno reconoció la imposibilidad de cumplir con los objetivos marcados en su programa de rescate. La negociación de un segundo paquete de ayudas antes del verano acabaría por incluir un mecanismo de canje de deuda griega que implicaba una importante quita para sus acreedores privados. Este precedente disparó el riesgo sistémico dentro de la Zona Euro y extendió la presión a otros países de la unión monetaria y a la banca europea por su fuerte exposición al riesgo soberano.

La constatación de que la ruptura de la moneda única europea era un escenario posible, a raíz del anuncio de un referéndum en Grecia -luego cancelado-, provocó fuertes tensiones en los mercados, una extensa revisión del riesgo de crédito de contrapartida y mayores dificultades de acceso a la financiación. En respuesta a dichas tensiones, los principales bancos centrales del mundo intervinieron de manera coordinada para garantizar la liquidez del sistema.

Cabe destacar que en 2011 se ha recuperado un grado de coordinación política internacional que ha permitido descartar un evento de repercusiones similares a la quiebra de Lehman Brothers en 2008. Sin embargo, las medidas y reformas acordadas no han logrado anticiparse ni atajar los problemas de raíz. Esto no es sólo cierto en el caso de la Zona Euro, sino que problemas similares en los Estados Unidos y en Japón han motivado la rebaja de su calificación crediticia, añadiendo más incertidumbre a los mercados financieros.

Por su parte, la economía española experimentó una ligera desaceleración en el ritmo de recuperación desde el segundo trimestre del año y terminó con un crecimiento acumulado del 0,7% respecto a 2010. El sector exterior fue clave un año más y aunque la demanda interna privada mejoró en 2011, no logró compensar el ajuste del consumo de las Administraciones Públicas comprometidas con el objetivo de reducir el déficit público al 3% del PIB para el año 2013.

Otro año de alta volatilidad

La evolución del precio del petróleo en 2011 ha estado muy marcada por factores económicos y geopolíticos, y se puede dividir en dos etapas. En la primera mitad del año, a la inercia que ya traía el mercado con la recuperación de la demanda desde finales de 2010, se unió la incertidumbre de lo que hoy se conoce como "primavera árabe", tensionando los precios

por el riesgo de un corte de suministro en cualquier país exportador clave. Así, con la salida del mercado de las exportaciones de petróleo de Libia, y el incremento de las importaciones de Japón para hacer frente a los estragos de los desastres naturales, el precio del crudo Brent llegó a superar los máximos de dos años y medio, alcanzando los 126 dólares por barril a principios de abril. En la segunda etapa, la incertidumbre económica y financiera en los países desarrollados, principalmente europeos, junto con la paulatina reincorporación de la producción libia a los mercados, hicieron retroceder los precios del petróleo cerca de un 13%, hasta situarlos alrededor de los 110 dólares. Y se han mantenido en este nivel, aunque no exentos de una alta volatilidad.

Como base de todos estos factores económicos, financieros y geopolíticos, han persistido los fundamentos, sobre todo en lo referente al crecimiento de las economías emergentes y las revisiones a la baja de la producción no-OPEP. China, India, Oriente Medio y Brasil, entre otras áreas, han mantenido una fuerte demanda de materias primas para potenciar su crecimiento económico y, al igual que en 2010, estas zonas fueron responsables de todo el incremento del consumo de petróleo a escala mundial de este año. Por otro lado, la oferta no-OPEP parece incapaz de elevar su producción, lo que, junto con el declive de los campos y la salida del sistema del crudo libio por la crisis, han mantenido al mercado en una situación de escasez de oferta, a pesar de la débil demanda.

Esta situación de los fundamentos es la que ha planteado un suelo de los precios del Brent por encima de los 100 dólares durante este año, incluso en un contexto como el actual, en el que se plantean serias dudas sobre el desempeño económico mundial, con un alto riesgo de recesión en varias economías desarrolladas, y en el que la potencialidad del conflicto en el Norte de África y Oriente Medio se ha reducido notablemente.

Al cierre de 2011, la media del precio del crudo Brent se situó en los 111 dólares por barril. Este nivel de precios supone un máximo histórico en términos anuales, superando los niveles de 2008 en 12,7 dólares. Otro punto importante es que en términos de euro, la media actual del crudo Brent se sitúa en 80 euros por barril, en concreto 12,5 euros por encima de la correspondiente de 2008. Los escenarios son distintos. Ahora con un euro más debilitado por los problemas de deuda soberana en varios países, la presión inflacionista puede hacer mayor desgaste en Europa. Por su parte, la media del crudo West Texas Intermediate (WTI) fue de 95 dólares por barril, 5 dólares por debajo de la correspondiente de 2008. El contraste entre la evolución de los crudos Brent y WTI responde en gran medida a la desconexión de este último de los mercados internacionales. El diferencial entre ambos se ha exacerbado, llegando a situarse el WTI más de 29 dólares por debajo del Brent, en cotizaciones diarias. Detrás del incremento del diferencial está tanto el escenario de sobreoferta de crudo aún presente en la región de Cushing, Oklahoma -centro de distribución del WTI- como la crisis en Libia, que ha afectado en mayor medida a Europa. A finales del año, el diferencial se volvió a situar en los 11 dólares a favor del Brent, pero la media anual supera los 16 dólares

Actividades del Grupo

La actividad del Grupo se desarrolla en cinco áreas de negocio, que se corresponden con las principales divisiones de su estructura organizativa:

- Tres negocios estratégicos integrados, que incluyen las operaciones desarrolladas por las entidades del Grupo (excepto YPF y Gas Natural Fenosa) en las siguientes áreas:
 - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
 - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
 - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo.
- Dos participaciones estratégicas:
 - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; a 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43% en YPF, S.A., que es integrada globalmente en los Estados Financieros Consolidados; y
 - Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad; a 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 30,01% en Gas Natural Fenosa, que es integrada proporcionalmente en los Estados Financieros Consolidados.

Plan Horizonte 2014

En febrero de 2011 se presentó a los mercados una actualización de las principales magnitudes económicas del plan Horizonte 2014, confirmándose la validez y vigencia de sus principales líneas estratégicas:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
 - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial minero y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han transformado a la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.
 - La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. La compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo, aprovechando ocasionalmente oportunidades de crecimiento inorgánico que aporten valor y fortalezcan el portafolio.
 - El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con un ratio de reemplazo de reservas estimada superior al 110%.
- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
 - En el cuarto trimestre de 2011 se han culminado los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena, cumpliéndose con los plazos y presupuestos previstos. Las nuevas instalaciones permitirán impulsar los márgenes de explotación y consolidar la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
 - La inmejorable posición desarrollada por el negocio de Downstream de Repsol permitirá capitalizar la recuperación económica y lograr así una sólida generación de caja para el Grupo.
- YPF: capturar el valor oculto de la compañía
 - YPF es la compañía líder en Argentina, un mercado en crecimiento que ofrece numerosas oportunidades de negocio. La transición energética que se está dando en el país hacia precios internacionales y la rigurosa gestión de las inversiones y los costes permitirá lograr el objetivo de crecimiento de resultados y dividendos.
- Gas Natural Fenosa: liderazgo en la convergencia de gas y electricidad
 - Creación de una compañía líder integrada en gas y electricidad, que posibilitará la generación de caja estable para el Grupo.

Las claves para generar valor en los distintos negocios y una rigurosa disciplina financiera permitirán al Grupo alcanzar el objetivo último del plan: maximización del valor creado para el accionista.

Durante el año 2011 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de 6.472 millones de euros de inversiones de explotación. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en Brasil, Perú, Venezuela y Estados Unidos); la finalización y puesta en operación de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la actividad exploratoria en Upstream (Bolivia, Brasil, Sierra Leona, Liberia, Guyana, Noruega y Perú); y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol.

Los descubrimientos realizados en los últimos años y la adquisición de nuevo dominio minero sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Adicionalmente, se aprovechan algunas oportunidades inorgánicas que permiten incrementar la aportación de valor, especialmente a corto plazo, potenciando el peso de los activos en países productores con menor riesgo:

- En la Federación Rusa se ha firmado un acuerdo de entendimiento con Alliance Oil Company para la producción y exploración de hidrocarburos y se ha adquirido la compañía Eurotek, con activos exploratorios en avanzada fase de desarrollo y delineación.
- En EEUU se han adquirido bloques exploratorios en la prolífica cuenca North Slope de Alaska y se ha firmado una *joint venture* con la compañía americana SandRidge Energy para la exploración y producción de bloques ricos en hidrocarburos no convencionales en la cuenca Mississippian Lime.

Las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2011 en sus respectivas líneas estratégicas:

- YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizándose en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación),

avanzando en la gestión comercial y la optimización operativa y explorando el potencial de los recursos no convencionales.

- Gas Natural Fenosa, materializando las sinergias tras la compra e integración de Unión Fenosa y con una eficaz gestión de la deuda contraída para dicha operación.

Resultados

Los resultados del Grupo en los años 2011 y 2010 son los siguientes:

Millones de euros	2011	2010
Resultado de explotación	4.805	7.621
Upstream	1.413	4.113
GNL	386	105
Downstream	1.207	1.304
YPF	1.231	1.453
Gas Natural Fenosa	887	881
Corporación y ajustes	(319)	(235)
Resultado financiero	(822)	(1.008)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	75	76
Resultado antes de impuestos	4.058	6.689
Impuesto sobre beneficios	(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

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2011 se situó en 2.193 millones de euros. El resultado de explotación fue de 4.805 millones de euros y el EBITDA se cifró en 8.440 millones de euros. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 1,80 euros. En 2010, el resultado neto ascendió a 4.693 millones de euros, el resultado de explotación a 7.621 millones de euros y el EBITDA a 9.196 millones. En este ejercicio tuvo un impacto destacado el acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil. Tras esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Sinopec Brasil y Sinopec el 40% restante. El acuerdo asegura la financiación del desarrollo de los descubrimientos en Brasil, en concreto Guará, Carioca y Panoramix, así como la puesta en valor de los mismos, reflejando una estimación del valor de dichos activos por encima de 10.600 millones de dólares.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) pasó de 4.113 millones de euros en 2010 a 1.413 millones a 31 de diciembre de 2011. El resultado de 2010 incluye una plusvalía, por importe de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo entre Repsol y Sinopec. Sin tener en cuenta esta plusvalía y la variación entre ambos ejercicios del efecto en resultados del registro del test de deterioro del valor de los activos (ver nota 9 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011), el resultado del área de Upstream disminuye en 2011 fundamentalmente por la caída de la producción como consecuencia de la suspensión de las operaciones en Libia durante buena parte del año y por el impacto en los ingresos de la depreciación del dólar frente al euro, todo ello atenuado por los mayores precios internacionales de crudo y gas en el período y los menores costes exploratorios.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2011 ha generado un resultado de 386 millones de euros, lo que representa un incremento de 281 millones de euros respecto a 2010, debido fundamentalmente a mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Perú LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL en 2011.

El resultado de explotación del área de Downstream se situó en 1.207 millones de euros, frente a los 1.304 millones del ejercicio anterior. Esta disminución de resultados se explica fundamentalmente por los menores márgenes del negocio de Refino y por los menores volúmenes en los negocios comerciales, como consecuencia de la crisis económica, a pesar de la recuperación del negocio químico en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

Por su parte, YPF cerró 2011 con un resultado de explotación de 1.231 millones de euros, lo que supone un descenso del 15,3% en comparación a los 1.453 millones de euros correspondientes a 2010. La disminución es consecuencia, principalmente, del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, de la inflación de costes y de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus (ver nota 2 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011). Los mayores ingresos derivados de las ventas de combustibles en las estaciones de servicio y de productos con precios ligados a cotización internacional no pudieron compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 887 millones de euros, en línea con el obtenido en el ejercicio anterior.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2011 fue negativo por 822 millones de euros, frente a los 1.008 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente a un menor gasto en intereses netos de la deuda, principalmente por mayores saldos medios de las inversiones financieras unidos a tipos de remuneración más elevados.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.514 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 38,0% (26,3% en 2010, tipo inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atípicas realizadas en este año, como la operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc).

Situación financiera

Al cierre de 2011, Repsol YPF mantiene una sólida posición financiera.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 6.775 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, frente a los 1.697 millones del ejercicio anterior, destacando el impacto por la operación de adquisición de acciones propias representativas del 10% del capital social de Repsol YPF, S.A. realizada el 20 de diciembre de 2011 por importe de 2.572 millones de euros, y por la amortización el 8 de febrero de 2011 de las acciones preferentes emitidas por Repsol International Capital por un importe nominal de 725 millones de dólares. Como hecho posterior al cierre, el 11 de enero de 2012 se ha producido la venta de la mitad de las acciones propias adquiridas el 20 de diciembre. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, la deuda financiera neta ex Gas Natural Fenosa se situó en 9.775 millones a 31 de diciembre 2011 frente a los 5.265 millones a 31 de diciembre de 2010.

La posición de liquidez del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó a cierre de diciembre en 5.989 millones de euros (incluyendo líneas de crédito no dispuestas), a pesar de las operaciones anteriormente mencionadas. Adicionalmente, esta liquidez se ha visto incrementada durante el mes de enero por la venta de autocartera mencionada y la emisión de un bono por importe de 750 millones de euros.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2011 se situó en 11.663 millones de euros frente a los 7.224 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. Considerando las acciones preferentes, la deuda financiera neta a cierre de 2011 se situó en 14.842 millones de euros, frente a 10.972 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

Durante 2011 los pagos por inversiones han alcanzado la cifra de 6.255 millones de euros. Las inversiones de explotación por negocios se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

En el epígrafe de desinversiones merece la pena destacar las importantes desinversiones realizadas por Gas Natural Fenosa.

Por otro lado, cabe señalar la venta de 88.011.085 acciones de YPF (correspondientes a una participación del 22,38% en dicha sociedad), destacando el ejercicio de la opción de compra de un 10% por el grupo Petersen. Esta venta se ha instrumentado, en parte, a través de un préstamo de Repsol al Grupo Petersen por importe de 626 millones de dólares.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. cotizan 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 pasado 4 de marzo de 2011, las acciones, en forma de American Depositary Shares (ADS), cotizaban en la Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange). Desde el pasado 9 de marzo de 2011, su programa de ADS cotiza en el mercado OTCQX.

Los dividendos abonados por Repsol YPF a sus accionistas durante 2011 ascendieron a 1.282 millones de euros, correspondientes a un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2010 de 0,525 euros por acción, abonado en enero de 2011, y un dividendo complementario del ejercicio 2010, también de 0,525 euros por acción, abonado en julio de 2011. Adicionalmente, el Consejo de Administración aprobó el 30 de noviembre de 2011 la distribución de un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2011 de 0,5775 euros por acción, lo que supone un incremento del 10% respecto del dividendo a cuenta del ejercicio 2010, y que se ha abonado a los accionistas el 10 de enero de 2012.

Como se ha comentado anteriormente, el 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió un total de 122.086.346 acciones representativas de un 10% de su capital social, con valor nominal de un 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, 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.

Repsol YPF adquirió en 2011 6.685.499 acciones propias adicionales, representativas del 0,55% del capital social, con valor nominal de un euro por acción, por un importe de 125 millones de euros. Las mencionadas acciones fueron enajenadas por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros, lo que supuso una plusvalía de 15 millones de euros, registrada en "Otras reservas".

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 adquirió un total de 298.117 acciones de Repsol YPF, S.A., representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ascendió a 6,6 millones de euros, que entregó a empleados del Grupo de acuerdo con el citado plan.

Las adquisiciones anteriores se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., 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, S.A. 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, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

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.

Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros netos y líneas de crédito sin usar disponibles que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los dos próximos años, y cubren el 49% de la totalidad de su deuda bruta y el 41% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 55% de deuda bruta y más del 43% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras que están incluidas en los epígrafes de la nota 12 de las Cuentas Anuales Consolidadas como "Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados", "Préstamos y partidas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento" (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), ascienden a 5.137 millones de euros, de los cuales 4.129 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.225 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 4.666 millones de euros al cierre de 2010 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.482 y 5.690 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, de las cuales el 80% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2012.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

		31 DE DICIEMBRE			
		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
Millones de euros, excepto los ratios		2011	2010	2011	2010
I	Deuda financiera neta	11.663	7.224	6.775	1.697
II	Acciones preferentes	3.179	3.748	3.000	3.568
III	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	14.842	10.972	9.775	5.265
IV	Capital empleado	41.885	36.958	36.329	30.777
	Deuda financiera neta entre capital empleado (I/IV)	27,8%	19,5%	18,6%	5,5%
	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	35,4%	29,7%	26,9%	17,1%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2011 se situó en el 18,6%, frente al 5,5% del ejercicio anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 26,9%, frente al 17,1% del ejercicio 2010. Estos ratios se han visto incrementados en 7 puntos por el impacto de la operación extraordinaria de compra de 10% de autocartera.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2011 se cifró en el 27,8% frente al 19,5% a 31 de diciembre de 2010. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 35,4% frente al 29,7% de 2010.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2011 y 2010:

		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
Millones de euros		2011	2010	2011	2010
	Deuda neta al inicio del periodo	7.224	10.928	1.697	4.905
	EBITDA	(8.440)	(9.196)	(7.014)	(7.688)
	Variación del fondo de maniobra comercial	2.239	1.693	1.708	1.316
	Inversiones ⁽¹⁾	6.207	5.091	5.547	4.468
	Desinversiones ⁽²⁾	(1.004)	(4.483)	(91)	(3.804)
	Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.686	806	1.649	759
	Operaciones de autocartera	2.557	–	2.557	–
	Efectos tipo de cambio	13	617	11	535
	Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	(2.327)	(489)	(2.327)	(489)
	Impuestos pagados	1.784	1.627	1.690	1.490
	Variación del perímetro de consolidación ⁽³⁾	71	(372)	(9)	(395)
	Cancelación preferente americana	535	–	535	–
	Intereses y otros movimientos	1.118	1.002	822	600
	Deuda neta al cierre del periodo	11.663	7.224	6.775	1.697

⁽¹⁾ En 2011 y 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 48 y 15 millones de euros, respectivamente, para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.

⁽²⁾ Igualmente, en 2011 y 2010 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 39 y 88 millones de euros, respectivamente, para el Grupo Consolidado. Adicionalmente, destacar que la desinversión de Gas Natural Fenosa en su ciclo combinado de Arrúbal en 2011 incluyó una operación de financiación al comprador.

⁽³⁾ Corresponde en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol YPF:

	Standard & Poor's	Moody's	Fitch
Deuda a corto plazo	A-2	P-2	F-2
Deuda a largo plazo	BBB	Baa1	BBB+

Factores de riesgo

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta. Futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de la compañía.

Riesgos relativos a las operaciones

Incertidumbre en el contexto económico. El agravamiento de la crisis de deuda en la Zona Euro ha conducido a la economía mundial a una fase que requiere reformas para evitar un mayor deterioro de las perspectivas económicas globales. La moderación del ritmo de crecimiento de la economía mundial podría hacer que aumentasen las tensiones sociales y las tentaciones a recurrir al proteccionismo. Asimismo, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito, y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF. En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes -que sacuden sobre todo el Golfo de México-; el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2011, la cotización media del precio del crudo Brent ascendió a 111,26 dólares por barril, frente a una media de 63,69 dólares por barril registrada durante el período 2002-2011. En dicho decenio, el precio medio anual máximo fue de 111,26 dólares por barril, registrado en 2011, y el precio medio anual mínimo fue de 25,02 dólares, correspondiente a 2002. En 2011, el rango de cotizaciones para el crudo (Brent) se situó aproximadamente entre 94 y 126 dólares por barril.

Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

Regulación de las actividades de Repsol YPF. La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países

contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF responden al marco normativo del país y/o las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos. Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas. Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Brasil y la selva amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol YPF podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino

también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

Localización de las reservas. Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Durante 2011, Libia se ha encontrado inmersa en una situación de conflicto bélico. Como consecuencia de ello, desde el 5 de marzo de 2011 la producción del Grupo en Libia estuvo suspendida, reanudándose de forma paulatina a finales de año. A 31 de diciembre de 2011 el 0,9% del total activo consolidado de Repsol YPF está localizado en Libia y corresponde en su mayoría a actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo, el 1,2% de la producción de hidrocarburos total anual del grupo en el ejercicio 2011 se generó en Libia (4,5% en 2010).

Estimaciones de reservas de petróleo y gas. Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Entre los factores que Repsol YPF controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el know-how; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol YPF, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron

realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado. El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela, España y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica. La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

Presencia significativa en Argentina. A 31 de diciembre de 2011 y de 2010, aproximadamente el 20% y el 19%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose sobre todo de actividades de exploración y producción. Estos activos corresponden fundamentalmente a YPF, S. A. y filiales. A 31 de diciembre de 2011 la participación del Grupo en dicha sociedad asciende al 57,43%. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 28% a 31 de diciembre de 2011 y al 20% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde 2003 hasta 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. No obstante, y después de un proceso de recuperación iniciado en 2010, la economía argentina ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9% en 2010 y, según cifras preliminares, superior a esta cifra en 2011. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las commodities, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;

- eventuales alteraciones del marco regulatorio actual mediante la adopción de medidas gubernamentales y/o cambios legislativos que llegasen a afectar a las operaciones del Grupo y a la rentabilidad esperada de las mismas (incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos; establecimiento de tarifas para la adquisición de servicios o bienes que son necesarios para el ejercicio de las actividades; renegociación o cancelación de contratos, cambios en políticas que afecten al comercio o la inversión, etc).
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino, y las restricciones de acceso al mercado cambiario, tanto para el pago de obligaciones como de dividendos al exterior.

En los últimos años se han incrementado los gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, “Marco Regulatorio - Argentina” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar en el mercado local una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente. Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Riesgos financieros

Las actividades propias del grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

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.

Ver capítulo sobre liquidez en el apartado de “Prudencia financiera” de este Informe de Gestión.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero alineados con las mejores prácticas.

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

Riesgo de mercado

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del

tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras, predominantemente denominadas en dólares estadounidenses. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede realizar coberturas a través de derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de 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. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

- **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente “Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF” y “Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).

- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la nota 20, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la 21, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Áreas de negocio

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	2011	2010
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos ⁽¹⁾	109.059	125.653
GNL:		
Producción trenes licuación ^{(2) (3)}	5,4	5,1
GNL comercializado ⁽³⁾	11,0	6,7
Downstream:		
Capacidad de refino ⁽⁴⁾	998	878
Europa ⁽⁵⁾	896	776
Resto del mundo	102	102
Crudo procesado ^{(6) (7)}	31,5	34,4
Europa	27,9	28,7
Resto del mundo	3,6	5,7
Número de estaciones de servicio	4.506	4.447
Europa	4.211	4.182
Resto del mundo	295	265
Ventas de productos petrolíferos ^{(6) (8)}	37.805	38.613
Europa	33.548	32.429
Resto del mundo	4.257	6.184
Ventas de productos petroquímicos ⁽⁸⁾	2.659	2.618
Por Región:		
Europa	2.312	2.263
Resto del mundo	348	355
Por producto:		
Básicos	889	874
Derivados	1.770	1.744

Ventas de GLP ⁽⁸⁾	3.033	3.108
Europa	1.486	1.680
Resto del mundo	1.547	1.428
YPF:		
Producción neta de hidrocarburos ⁽¹⁾ ⁽⁹⁾	180.700	197.442
Capacidad de refino ⁽⁴⁾ ⁽¹⁰⁾	333	333
Crudo procesado ⁽⁷⁾ ⁽¹⁰⁾	14,7	15,4
Número de estaciones de servicio ⁽¹¹⁾	1.557	1.653
Ventas de productos petrolíferos ⁽⁸⁾ ⁽¹⁰⁾	14.144	14.146
Ventas de productos petroquímicos ⁽⁵⁾	1.639	1.563
Ventas de GLP ⁽⁸⁾ ⁽¹⁰⁾	456	422
Ventas de gas natural ⁽³⁾	12,3	14,0
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural ⁽¹²⁾ ⁽¹³⁾	395.840	411.556
Ventas de distribución de electricidad ⁽¹²⁾ ⁽¹³⁾	54.067	54.833

⁽¹⁾ Miles de barriles equivalentes (kbep).

⁽²⁾ Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 3,2 bcm en 2011 y 2,8 bcm en 2010 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.

⁽³⁾ Billones de metros cúbicos (bcm).

⁽⁴⁾ Miles de barriles por día (kbb/d).

⁽⁵⁾ La capacidad reportada incluye la participación en ASES.

⁽⁶⁾ La información de 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.

⁽⁷⁾ Millones de toneladas.

⁽⁸⁾ Miles de toneladas.

⁽⁹⁾ Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 718 y 777 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2011 y 2010, respectivamente, que corresponden a Estados Unidos.

⁽¹⁰⁾ Incluye el 50% de participación en Refinerías del Norte, S.A. ("Refinor").

⁽¹¹⁾ Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".

⁽¹²⁾ Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,13% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2010 y del 30,01% a 31 de diciembre de 2011, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.

⁽¹³⁾ Gigavatios hora (GWh).

Abreviaturas de unidades de medida

"bbl"	Barriles
"bcf"	Billones de pies cúbicos
"bcm"	Billones de metros cúbicos
"bep"	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu"	British thermal unit
"GWh"	Gigavatios por hora
"kbb/d"	Miles de barriles
"kbb/d"	Miles de barriles por día
"kbep"	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km ² "	Kilómetros cuadrados
"Mbbbl"	Millones de barriles
"Mbep"	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm ³ /d"	Millones de metros cúbicos por día
"Mscfd"	Millones de pies cúbicos diarios
"MW"	Megavatios
"MWe"	Megavatios eléctricos
"MWh"	Megavatios por hora
"TCF"	Trillones de pies cúbicos

Upstream

Actividades

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural excluidas las realizadas por YPF. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el incremento de su presencia en países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos. Para ello, durante los últimos años se ha materializado un exitoso esfuerzo en inversión en capital humano para favorecer el crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales, y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. Entre estas últimas áreas destacan especialmente el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, en producción desde 2009, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y el offshore de Brasil.

Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Venezuela, Perú, Bolivia y Brasil, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África occidental, Indonesia, Alaska y Rusia.

Dentro de la estrategia de diversificación geográfica, en 2011 ha destacado la incorporación de áreas de alto potencial en Alaska, Rusia, Irlanda, Irak, Túnez y Portugal.

En 2011 Repsol adquirió una participación del 70% en el proyecto North Slope, que se encuentra en una de las zonas más prolíficas de Alaska, con importantes yacimientos descubiertos y con un riesgo exploratorio moderado. Se trata de más de 150 bloques exploratorios ubicados en las cercanías de grandes campos ya en producción.

El primer trimestre de 2012 marca el inicio de las actividades de perforación exploratoria en el North Slope. La entrada en este proyecto aumenta la presencia de la compañía en países OCDE y fortalece la estrategia de equilibrar la cartera de dominio minero exploratorio con activos de riesgo reducido en un entorno estable.

En diciembre de 2011 se firmó un importante acuerdo con Alliance Oil Company para la creación de una sociedad conjunta (AROG) que servirá de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. La nueva sociedad conjunta estará valorada en aproximadamente 840 millones de dólares tras la aportación de activos y capital por parte de los accionistas. Alliance Oil poseerá el 51% del accionariado de dicha sociedad y Repsol, el 49% restante.

Según el acuerdo, Alliance transferirá sus filiales de Upstream Saneco y Tatnefteodatcha, con activos que producen actualmente unos 20.500 barriles de petróleo al día, y licencias para exploración y producción que suponían reservas 2P (probadas y probables) de unos 171,5 millones de barriles a 31 de diciembre de 2010. Estos activos están valorados en unos 570 millones de dólares. Por su parte, Repsol aportará capital y adquirirá el resto a Alliance hasta alcanzar una participación del 49% en la sociedad conjunta. Además de la explotación de los activos que aporta Alliance Oil, el acuerdo incluye la búsqueda de oportunidades de exploración y el crecimiento a través de activos en producción en la Federación Rusa.

Repsol tiene en la actualidad un 3,7% del accionariado de Alliance Oil como resultado de la fusión de West Siberian Resources y la energética rusa en 2008.

Este acuerdo pretende combinar el conocimiento y el acceso privilegiado a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con el know-how y la capacidad técnica de Repsol, creando así una alianza a largo plazo en exploración y producción.

En febrero de 2011 se cerró la adquisición del 74,9% de las acciones de la compañía rusa Eurotek-Yugra, que tiene la titularidad de las licencias de exploración y producción de los

bloques Karabashsky 1 y 2 en la prolífica cuenca de West Siberia. Posteriormente, se obtuvo a través de esta compañía la adjudicación de cinco nuevas licencias exploratorias en la ronda 2011, también en la cuenca de West Siberia.

En diciembre se anunció el acuerdo alcanzado para la compra de la compañía rusa Open Joint Stock Company Eurotek (Eurotek), poseedora de licencias de exploración y producción en Siberia Occidental. La transacción cuenta con la aprobación del Servicio Federal Antimonopolio de la Federación Rusa. Entre los activos adquiridos se incluyen las licencias de los campos de gas Syskonsynskoye (SK), que se encuentra en fase de desarrollo muy avanzada y que entrará en producción en 2012, y Yuzhno-Khadryakhinskoye (YK), que está en la última fase de delineación y podría empezar a producir en 2016. Repsol incorporará en 2012 estos activos a la sociedad conjunta con Alliance Oil, como parte de su compromiso de aportar activos y capital a dicha *joint venture*. Los campos YK y SK añadirán a AROG reservas 2P (probadas y probables) por unos 115 Mbep, que se suman a los 171,5 millones de barriles de petróleo incorporados por Alliance a la *joint venture* a través de sus filiales de Upstream Saneco y Tatnefteodatcha.

Repsol adquirió en 2011 un 25% de la participación de ExxonMobil y ENI en el proyecto Dunquin, situado en aguas profundas de Irlanda. Consiste en un área exploratoria ubicada en la cuenca Porcupine, en el offshore suroeste de Irlanda. ExxonMobil es operador del área. El proyecto se encuentra en su segundo período exploratorio con prospectos perforables ya identificados que previsiblemente empezarán a ser perforados en 2013. Con esta operación, Repsol accede a nuevas oportunidades en un sistema petrolero probado de un país de la OCDE con términos contractuales y condiciones de mercado favorables.

También en Irlanda, en la ronda exploratoria “2011 Irish Atlantic Margin”, Repsol obtuvo un 40% en el proyecto exploratorio “Newgrange”, situado en la cuenca South Porcupine/Goban Spur del sur del país.

En Irak, tras negociaciones con las autoridades del país, durante las cuales se evaluaron diferentes bloques exploratorios y oportunidades de inversión, el ministro de Recursos Naturales confirmó en 2011 la adjudicación a Repsol de los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze, bajo la modalidad de reparto de producción (PSC). Los contratos PSC de estos bloques exploratorios se firmaron en julio. En el segundo semestre del año se abrió la oficina de Repsol en Erbil (Kurdistán).

En 2011 también se obtuvo la adjudicación de tres bloques exploratorios en el offshore de Túnez, en un área de alto potencial donde hasta la fecha no se han perforado pozos exploratorios. Los bloques tienen una lámina de agua de hasta 400 metros. Si en los próximos años se confirman las estimaciones actuales, podría tratarse de una nueva área petrolera.

En octubre de 2011 se firmaron los contratos exploratorios de los bloques Lagosta y Lagostim en aguas territoriales portuguesas. Los dos bloques tienen una lámina de agua de entre 500 y 1.500 metros, y están situados a una distancia de la costa de entre 15 y 100 kilómetros.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios y en el desarrollo y puesta en producción eficiente de los mismos. Dentro de este proceso de materialización del futuro crecimiento destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2011 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá/Panoramix), Venezuela (Cardón IV y Carabobo), Bolivia (Margarita-Huacaya), Perú (Kinteroni), Argelia (Reggane) y Libia (I/R).

Muchos de estos proyectos se desarrollan en áreas offshore, donde Repsol se está consolidando como una de las empresas más competitivas y con más experiencia en exploración y producción, y continuará apostando decididamente por ello. En los últimos años, Repsol ha aumentado significativamente sus esfuerzos en el ámbito de la exploración y ha aprovechado su experiencia técnica para convertirse en una compañía importante en la exploración offshore.

En sus operaciones, especialmente en aguas profundas, Repsol aplica las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, y cumple estrictamente con todas las regulaciones, con el objetivo de formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

En septiembre se inauguró en Barcelona el “Repsol-BSC Research Center”, un centro de investigación tecnológicamente puntero y cuyo objetivo es profundizar y estabilizar la cooperación entre Repsol y el Barcelona Supercomputing Center (BSC). Esta colaboración permite abordar múltiples proyectos de investigación en áreas de interés para las operaciones de Repsol. El centro es una prueba de la apuesta de la compañía por la investigación tecnológica

y de las ventajas que el BSC aporta a la industria española. Los programas iniciales son la continuación del proyecto Caleidoscopio y se centran en la mejora de la generación de imágenes del subsuelo mediante métodos sísmicos y electromagnéticos, de gran importancia para las operaciones en aguas profundas, entre otras.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 31 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 23 de ellos.

En los últimos cinco años, Repsol ha incrementado notablemente tanto sus actividades exploratorias en tierra como en mar, consiguiendo grandes descubrimientos de gas y petróleo a escala mundial. Adicionalmente, la unidad de Upstream de Repsol logró en 2011 un ratio de reemplazo de reservas probadas récord, alcanzando un 162%, lo que incluso supera el buen ratio del 131% del ejercicio anterior, y ha incorporado recursos que fortalecen significativamente sus perspectivas de futuro.

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS

	2011 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	–	–	1	*	–	–	1	*
América del Sur	2	*	1	*	–	–	3	*
Trinidad y Tobago	–	–	–	–	–	–	–	–
Resto de países de América del Sur	2	*	1	*	–	–	3	*
América Central	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Norte	–	–	1	*	–	–	1	*
África	1	*	4	2	–	–	5	2
Asia	–	–	1	*	–	–	1	*
TOTAL	3	*	8	3	–	–	11	4

	2010 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Sur	3	1	8	3	–	–	11	4
Trinidad y Tobago	–	–	–	–	–	–	–	–
Resto de países de América del Sur	3	1	8	3	–	–	11	4
América Central	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Norte	–	–	–	–	–	–	–	–
África	1	*	–	–	–	–	1	*
Asia	–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	4	1	8	3	–	–	12	4

⁽¹⁾ Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS

	2011 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	75	22	6	2	-	-	81	24
Trinidad y Tobago	2	*	-	-	-	-	2	*
Resto de países de América del Sur	73	21	6	2	-	-	79	23
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	2	*	1	*	-	-	3	*
África	3	*	-	-	-	-	3	*
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	80	23	7	3	-	-	87	25

	2010 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	47	13	4	2	7	3	58	18
Trinidad y Tobago	2	1	1	*	-	-	3	1
Resto de países de América del Sur	45	12	3	2	7	3	55	17
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	28	5	2	*	16	3	46	8
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	75	18	6	2	23	6	104	26

⁽¹⁾ Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo de desarrollo.

ACTIVIDAD PRESENTE DE REPSOL POR ÁREA GEOGRÁFICA A 31 DE DICIEMBRE DE 2011

	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación ⁽¹⁾	
	Nº de bloques		Área neta (km²) ⁽²⁾		Brutos	Netos
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración		
Europa	11	38	348	17.920	-	-
América del Sur	51	31	6.020	43.718	8	2
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Resto de países de América del Sur	44	31	3.658	43.718	8	2
América Central	-	1	-	2.108	-	-
América del Norte	7	444	479	7.698	-	-
África	5	34	2.692	119.371	2	*
Asia	-	9	-	24.979	-	-
TOTAL	74	557	9.539	215.792	10	2

⁽¹⁾ Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

⁽²⁾ El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2011:

	2011			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No desarrollado ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Europa	21	16	31.586	18.252
América del Sur	1.465	401	116.681	49.337
Trinidad y Tobago	170	63	5.409	2.300
Resto de países América del Sur	1.295	338	111.272	47.037
América Central	0	0	5.269	2.108
América del Norte	18	5	16.385	8.172
África	613	170	185.750	121.893
Asia	0	0	58.909	24.979
TOTAL	2.116	591	414.580	224.740

⁽¹⁾ El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

⁽²⁾ El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.

⁽³⁾ El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

⁽⁴⁾ El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas del área de Upstream de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2011, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa				
España	Poseidón Norte	100,00%	O	G
España	Boquerón Unit	61,95%	O	L
América del Sur				
Trinidad y Tobago	West Block	30,00%	NO	L - G
Trinidad y Tobago	TSP (POUI)	70,00%	O	L - G
Resto de países de América del Sur				
Brasil	Albacora Leste	6,00%	NO	L - G
Brasil	BM-S-9 (Carioca-Guará)	15,00%	NO	L
Bolivia	Sábalo	24,50%	NO	L - G
Bolivia	San Alberto	24,50%	NO	L - G
Bolivia	Margarita (Caipipendi)	37,50%	O	L - G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	NO	L
Ecuador	Block 16	55,00%	O	L
Ecuador	Tivacuno	55,00%	O	L
Perú	Bloque 56	10,00%	NO	L - G
Perú	Bloque 88	10,00%	NO	L - G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	O	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	NO	L

Venezuela	Quiriquire	40,00%	NO	L - G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	NO	L
América Central	-	-	-	-
América del Norte				
EE.UU.	Shenzi	28,00%	NO	L - G
África				
Argelia	TFR, TIM y BEQ (Issaouane)	59,50%	O	L
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	NO	L - G
Libia	NC-115	20,00%	NO	L
Libia	NC-186	16,00%	NO	L
Asia	-	-	-	-

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 DE DICIEMBRE 2011		A 31 DE DICIEMBRE 2010	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Europa	80,06	54,49	59,36	42,87
América del Sur	53,25	13,79	53,51	11,27
Trinidad y Tobago	77,25	13,31	60,00	10,72
Resto de países América del Sur	47,19	14,78	51,34	12,73
América Central	-	-	-	-
América del Norte	76,04	47,09	57,22	38,98
África	74,81	-	59,99	-
Asia	-	-	-	-
TOTAL	60,51	14,23	55,51	11,65

Resultados

Resultado de explotación	2011	2010	VARIACIÓN 2011/2010
Millones de euros			
América del Norte y Brasil	419	2.911	(86%)
Norte de África	99	642	(85%)
Resto del mundo	895	560	60%
TOTAL	1.413	4.113	(66%)

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2011 fue de 1.413 millones de euros, frente a los 4.113 millones obtenidos en el ejercicio anterior. El EBITDA ascendió a 2.072 millones de euros, frente a los 2.478 millones de 2010. El resultado de 2010 incluye una plusvalía de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil.

Sin tener en cuenta esta plusvalía y la variación entre ambos ejercicios del efecto en resultados del registro del test de deterioro del valor de los activos, el resultado de explotación disminuye en 2011 debido a la suspensión de las operaciones en Libia, la caída de la producción fundamentalmente por la suspensión citada y la depreciación del dólar frente al euro, todo ello compensado parcialmente por el mayor precio del crudo y del gas y los menores costes de exploración.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 83,3 US\$/barril (59,8€/barril), frente a los 72,6 US\$/barril (54,7€/barril) de 2010. El precio medio del gas se situó en los 3,5 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 28,3% respecto al del ejercicio anterior. Estas variaciones están en línea con la variación experimentada por los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (*lifting cost*) alcanzó los 3,6 dólares por barril. Esta cifra es superior a la correspondiente al ejercicio 2010 (3,0 dólares por barril) debido a la disminución de la producción, principalmente en Libia y Trinidad y Tobago, que explica la mayor parte de la variación, y en menor medida, por incremento de los costes. En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2009-2011 ha sido de 15,2 dólares por barril equivalente.

Descubrimientos

Repsol está obteniendo desde hace años un éxito exploratorio histórico. La compañía ha logrado numerosos e importantes descubrimientos en zonas prioritarias para Repsol como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Estos hallazgos han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro y cuya fase de desarrollo ya se está abordando con el objetivo de su puesta en producción. Alguno de estos descubrimientos, como los realizados en Brasil, Venezuela y Perú, estuvieron entre los mayores del mundo en su año.

En 2011 se produjeron tres nuevos descubrimientos, dos en Brasil (Gávea y Malombe) y uno en Libia (A1 130/4).

Repsol Sinopec Brasil (sociedad participada por Repsol en un 60%) y sus socios Statoil y Petrobras anunciaron en junio de 2011 un importante descubrimiento exploratorio en aguas ultraprofundas de Brasil con el sondeo Gávea. El pozo, localizado en el bloque BM-C-33 a 190 kilómetros de la costa de Río de Janeiro, se perforó bajo una lámina de agua de 2.708 metros, llegando a una profundidad final de 6.851 metros. El consorcio está analizando los resultados obtenidos en el pozo antes de continuar con el proceso de exploración y evaluación del área. Repsol Sinopec Brasil es la operadora del consorcio, con una participación del 35%. Statoil tiene otro 35% y Petrobras, un 30%. Según la publicación Information Handling Services (IHS), Gávea es uno de los diez mayores descubrimientos realizados en 2011.

El 4 de noviembre se anunció un descubrimiento offshore de gas en el postsal brasileño, en la cuenca de Espírito Santo con el sondeo Malombe, en el bloque BM-ES-21. Repsol Sinopec Brasil participa con un 11,1% en el consorcio y Petrobras, que es la compañía operadora, cuenta con el 88,9% restante.

El hallazgo se encuentra a 135 kilómetros de la ciudad de Vitoria, en la cuenca de Espírito Santo. El pozo se perforó en el sureste del Campo Peroá, bajo una lámina de agua de 980 metros. El descubrimiento fue confirmado tras diversas pruebas que permitieron detectar gas a una profundidad de 2.600 metros. El consorcio, que continuará realizando trabajos en el bloque, presentará a la Agencia Nacional de Petróleo Brasileña (ANP) un plan de evaluación para delimitar el yacimiento descubierto y hacer una estimación de su volumen y productividad.

En Brasil, debido a la dificultad de acceso a algunos depósitos (incluidas las áreas de Guará y Carioca) por tratarse de zonas de aguas profundas, las actividades de exploración y desarrollo suponen un reto tecnológico que Repsol está afrontando con éxito, como se demuestra en los numerosos descubrimientos realizados.

En el mes de enero se produjo en Libia un descubrimiento exploratorio en el bloque NC-115, situado en la cuenca de Murzuq, con el sondeo A1 130/4.

Adicionalmente, se encuentran en fase de terminación y evaluación los resultados positivos obtenidos en los pozos Abaré y Tingua, en Brasil. El 14 de noviembre Repsol Sinopec Brasil y sus socios Petrobras y BG Group anunciaron un descubrimiento de petróleo de alta calidad con el sondeo Abaré, en el área de Carioca, localizada en el bloque BM-S-9, aumentando el potencial de esta zona ubicada en la prolífica cuenca de Santos, en el presalino brasileño. El hallazgo está localizado 35 kilómetros al sur del pozo descubridor Carioca y a 293 kilómetros del litoral del Estado de São Paulo. Los análisis realizados han demostrado la existencia de petróleo de buena calidad, de 28° API, en reservorios carbonatados a una profundidad de 4.830 metros. Está previsto un test de formación para evaluar la productividad de estos almacenes.

En agosto de 2011 se terminó la perforación del sondeo Tingua en el bloque BM-S-44 (S-M-172), en la cuenca de Santos. Los socios son Repsol Sinopec Brasil (25%) y Petrobras (75%), que es la compañía operadora. Se encontró una columna de cerca de 40 metros de crudo en el reservorio carbonático presalino. Las muestras de hidrocarburos y el potencial del bloque están en evaluación.

Producción

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 298.791 bep al día en 2011, lo que supone una disminución del 13,2% respecto a 2010.

El conflicto en Libia ha provocado la caída de la producción en dicho país a una cuarta parte de las cifras de 2010, y explica prácticamente las dos terceras partes de la caída total.

Adicionalmente, se ha experimentado principalmente en la segunda mitad del año una disminución de la producción de gas en Trinidad y Tobago por tareas de mantenimiento tanto en los trenes de licuefacción de Atlántic LNG como en las plataformas de producción; de menor entidad son el declino natural de Albacora Leste (Brasil), junto a una disminución de la participación en este activo tras el acuerdo alcanzado con Sinopec, y el efecto de la moratoria a la perforación en el Golfo de México de 2010, cuyo impacto ha continuado en la primera mitad de 2011.

En la parte positiva, se ha producido un incremento del 35% de la producción en Perú (mayoritariamente suministro de gas, durante todo 2011, a la planta de licuefacción de Perú LNG, que entró en servicio en 2010), y un cambio en los contratos de Ecuador, si bien no ha llegado a compensar las caídas anteriores.

PRODUCCIÓN NETA DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL POR ÁREA GEOGRÁFICA

	2011			2010		
	Líquidos (Mbbbl)	Gas natural (bcf)	TOTAL (Mbep)	Líquidos (Mbbbl)	Gas natural (bcf)	TOTAL (Mbep)
Europa	1	2	1	1	2	1
España	1	2	1	1	2	1
América del Sur	26	370	92	26	390	96
Bolivia	2	35	8	2	33	8
Brasil	2	–	2	3	1	3
Colombia	1	–	1	2	–	2
Ecuador	9	–	9	6	–	6
Perú	3	37	10	3	23	7
Trinidad y Tobago	5	250	49	6	282	56
Venezuela	5	47	13	4	51	14
América Central	–	–	–	–	–	–
América del Norte	10	3	10	10	3	11
Estados Unidos	10	3	10	10	3	11
África	4	12	7	16	12	18
Argelia	1	12	3	1	12	3
Libia	3	–	3	15	–	15
Asia	–	–	–	–	–	–
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	40	387	109	53	407	126

POZOS PRODUCTIVOS POR ÁREA GEOGRÁFICA

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 ⁽¹⁾			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	–	–
América del Sur	1.056	357	163	64
Trinidad y Tobago	99	69	48	16
Resto de países de América del Sur	957	288	115	48
América Central	–	–	–	–
América del Norte	14	4	–	–
África	113	27	79	24
Asia	–	–	–	–
TOTAL	1.191	394	242	88

POZOS PRODUCTIVOS POR ÁREA GEOGRÁFICA

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 ⁽¹⁾			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.059	329	168	70
Trinidad y Tobago	99	69	47	16
Resto de países de América del Sur	960	260	121	54
América Central	–	–	–	–
América del Norte	12	3	–	–
África	230	46	77	23
Asia	–	–	–	–
TOTAL	1.309	384	250	97

⁽¹⁾ Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

Reservas

Al cierre de 2011, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.167 Mbep, de los cuales 393 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 774 Mbep (66%), a gas natural.

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (31%). Un 52% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 12% en el norte de África (Argelia y Libia), el 4% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

En 2011, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con una incorporación total de 177 Mbep, destacando las incorporaciones del campo Perla en Venezuela, el proyecto Reggane en Argelia, la declaración inicial de Sapinhoa en Brasil y la revisión del plan de desarrollo de Kinteroni en Perú.

En 2011, se ha conseguido un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 162% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (141% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 174% en gas natural).

Inversiones

El área de negocio de Upstream realizó unas inversiones de explotación en 2011 que ascendieron a 1.813 millones de euros, un 62% superiores a las del ejercicio 2010 (1.119 millones de euros). La inversión en desarrollo representó el 43% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (19%), Bolivia (17%), Trinidad y Tobago (15%), Venezuela (13%), Perú (12%) y Brasil (12%). Las inversiones en exploración representaron un 40% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (38%), Brasil (20%) y Angola (14%). El resto de inversiones corresponde fundamentalmente a la adquisición de Eurotek en Rusia.

Actividades en las principales zonas geográficas

Norteamérica

Estados Unidos

Repsol ha continuado fortaleciendo su portafolio de proyectos en Estados Unidos en línea con la estrategia de incrementar su presencia en países de la OCDE. Así, el 7 de marzo anunció que, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., se cerraba un acuerdo con las compañías "70 & 148, LLC" y "GMT Exploration, LLC" para la exploración conjunta de los bloques que estas dos últimas compañías tienen en el North Slope, que es una de las zonas más prolíficas de Alaska. Tras el acuerdo, Repsol participa con un 70% en estos bloques. Se trata de un conjunto de más de 150 bloques que se encuentran cerca de grandes campos en producción

que tienen una extensión de aproximadamente 2.000 km². En la primera fase de evaluación, Repsol se compromete a realizar las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica del proyecto.

En febrero de 2012 se iniciaron las actividades de perforación exploratoria. El área se compone de dos partes: un proyecto en fase de delineación y un conjunto de prospectos exploratorios. Los bloques están inmediatamente al sur de los 71 situados en el Mar de Beaufort, donde la compañía controla un 20%.

El North Slope de Alaska es un área especialmente prometedora, con importantes yacimientos descubiertos y un riesgo exploratorio reducido. Con la entrada en este proyecto, Repsol incrementa su presencia en países de la OCDE y fortalece su estrategia de equilibrar el portafolio de exploración con activos de bajo riesgo a través de oportunidades onshore en un entorno estable. "70 & 148, LLC" y "GMT Exploration, LLC" son dos compañías privadas dedicadas a la exploración petrolífera con sede en Denver (Colorado). Ambas han trabajado conjuntamente en proyectos exploratorios en Alaska durante más de una década y constituyen uno de los consorcios con mayor presencia en ese estado. Repsol confía en que su experiencia internacional, combinada con el conocimiento local de sus socios, genere valor a corto y medio plazo.

Asimismo, destaca la presencia en aguas profundas del Golfo de México estadounidense, donde Repsol participa con un 28% en el importante proyecto de producción de petróleo Shenzi y en un buen número de bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a materializarse en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

El campo Shenzi, cuya producción se inició en marzo de 2009 a través de su propia plataforma, es uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre del ejercicio se encontraban en producción doce pozos a través de la plataforma Shenzi y dos más a través de la plataforma Marco Polo. En 2011 se perforaron dos sondeos de producción. El primero de ellos, el SB-201, recibió el 15 de marzo la autorización de la administración estadounidense para continuar con su perforación (suspendida en 2010 por la moratoria que fue levantada en octubre de 2010) y se finalizó en mayo, comenzando a producir en el mes de junio con un ratio inicial de 17.000 bopd. El segundo sondeo de producción autorizado, el SB-101, se terminó de perforar en septiembre y comenzó a producir en octubre. Hasta el momento, el comportamiento de los reservorios es el previsto en los modelos desarrollados.

En 2011 se avanzó en la construcción de las instalaciones y la perforación de los sondeos de inyección de agua en Shenzi para mantener la presión y potenciar la producción.

También se recibió la autorización para perforar el sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin. Éste se terminó en octubre con resultado positivo, lo que permite confirmar el elevado potencial del yacimiento y ofrecer información importante para definir el plan de desarrollo del campo enfocado a iniciar su producción entre 2017 y 2018. Como operador del proyecto en su fase exploratoria, Repsol realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con una profundidad total de unos 9.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

En diciembre de 2011 se anunció el acuerdo, ratificado en los primeros días de enero de 2012, con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16% y del 25% en dos áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas.

Esta inversión supondrá la incorporación de producción y reservas a partir de 2012. Se estima que la producción neta de Repsol en estas áreas alcance en 2019 un pico de 90.000 bep al día. Se prevén perforar más de 200 pozos productores horizontales durante 2012 y superar los 1.000 en 2014, en una superficie de 6.900 km². Mississippian Lime es un yacimiento con una elevada producción histórica y recursos probados, rico en petróleo ligero y gas que se produce a partir de carbonatos fracturados. Existe una extensa infraestructura en el área que opera desde hace más de 30 años y que permitirá una rápida puesta en producción y la comercialización de estos hidrocarburos.

La cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que se encuentra en diferentes fases y está conformada por más de 440 bloques, sitúa a este país como una de las áreas estratégicas de crecimiento de la compañía.

Canadá

Repsol obtuvo a finales del ejercicio dos nuevos bloques exploratorios en la ronda offshore 2011 en el este de Canadá, dentro del consorcio en el que participa con un 10% junto a dos socios con experiencia en la zona (Chevron y Statoil). Estos bloques se han incorporado al dominio minero oficial de la compañía en 2012.

Los dos bloques son el NL11-02-01 y NL11-02-02, que se sitúan en la cuenca de Flemish Pass, en el offshore de Newfoundland y Labrador, al oeste del descubrimiento realizado por Statoil con el sondeo Mizzen.

Estos bloques se unen a los que la compañía ha obtenido en el período 2008-2010 en las áreas offshore de Newfoundland-Labrador, Central Ridge y Jeanne d'Arc, conformando un creciente número de proyectos exploratorios en Canadá. En 2011 se llevaron a cabo trabajos sísmicos (1.789 km² de sísmica 3D) para definir el inventario de prospectos perforables.

Latinoamérica

Brasil

Con otros dos descubrimientos en 2011 (sondeos Gávea y Malombe), Brasil ha vuelto a poner de relieve el éxito exploratorio obtenido por Repsol en los últimos años. En el prolífico bloque BM-S-9 en la cuenca de Santos, se han generado dos importantes proyectos de desarrollo en las áreas de Guarú y Carioca donde en 2011 se han dado relevantes pasos para su puesta en producción, lo que supondrá una base importante del crecimiento de los niveles de producción de la compañía. También en este bloque se han realizado los descubrimientos de Abaré Oeste e Iguazú (2009) y de Abaré (en evaluación final en 2011), lo que aumenta el potencial de recursos desarrollables en la zona.

Adicionalmente, dentro del plan de evaluación de Guarú y Carioca, en 2011 resultaron positivos cuatro sondeos de evaluación (Guarú Norte, Guarú Sul, Guarú ADR1 y Carioca NE), lo que permite reconfirmar el elevado nivel de recursos de hidrocarburos existentes en ambas áreas.

En diciembre de 2011 se presentaron a la ANP la declaración de comercialidad de Guarú (que a partir de entonces pasa a denominarse Sapinhoá) y el informe final del plan de evaluación del área. Durante el año avanzaron los trabajos que permitirán su puesta en producción durante 2013. Se perforaron tres sondeos de evaluación (Guarú Norte, Guarú Sul y Guarú ADR1) con resultados positivos. También se finalizó la prueba extensa de producción (EWT), que se había iniciado a finales de diciembre de 2010. El resultado del test de producción arrojó unos resultados muy positivos, tanto en lo referente a la productividad como a la conectividad y permeabilidad del yacimiento. Se alcanzaron producciones diarias de más de 30.000 barriles de petróleo.

La plataforma de producción FPSO "Cidade de Sao Paulo" llegó en 2011 a los astilleros de Brasfels, situados en Angra dos Reis (Brasil), para completar su fase final de construcción (integración de los *topsides*). Se estima que estará finalizada en el segundo semestre de 2012, lo que permitirá iniciar la producción del área sur de Guarú en 2013.

También en 2011 se firmó el contrato de alquiler de una segunda plataforma de producción ("FPSO Charter 4") para el área Norte de Guarú, se inició la campaña de sísmica 3D de alta resolución y se acordó la adquisición de equipos submarinos necesarios para la producción.

En el área de Carioca, a principios de 2011 finalizó la perforación del sondeo de evaluación Carioca NE, con resultado positivo, lo que ha confirmado una vez más el potencial del área y ha permitido obtener datos definitivos para definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, prevista inicialmente para 2017. A mediados de octubre de 2011 comenzaron las EWT de Carioca NE, que se prevén terminar a principios del segundo trimestre de 2012. Los resultados preliminares obtenidos a finales de año son mejores a los esperados en un principio.

En función de los nuevos resultados que se obtengan, el consorcio prevé realizar más trabajos de evaluación para definir el potencial total del área de Carioca. Para ello, las autoridades brasileñas (ANP) han aprobado un programa adicional de actividades, extendiendo la fecha límite para la declaración de comercialidad hasta el 31 de diciembre de 2013. Por su parte, el cronograma del proyecto de desarrollo y puesta en producción del área de Carioca sigue según lo previsto.

En 2011 se continuó con el plan de evaluación y desarrollo del campo Piracucá (bloque BM-S-7). Se realizaron trabajos de perforación para obtener información que permita seleccionar la opción más adecuada para el desarrollo completo del bloque.

El plan de evaluación del descubrimiento Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674), se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) en agosto de 2011. Incluye la perforación durante los próximos tres años de un sondeo de evaluación con una prueba de producción DST contingente y la posibilidad de un segundo sondeo.

En febrero de 2012 Repsol ha anunciado un importante descubrimiento de petróleo en las aguas profundas de la cuenca de Campos en Brasil. El descubrimiento se ha producido con el sondeo Pão de Açúcar en el bloque BM-C-33 donde Repsol Sinopec Brasil es la compañía

operadora con el 35% de participación. El pozo ha encontrado dos acumulaciones de hidrocarburos con una altura total de 500 metros, lo que da idea de la gran magnitud del descubrimiento. Pão de Açúcar se suma a los descubrimientos Seat y Gávea, todos ellos en el bloque BM-C-33. Estos tres pozos corroboran el elevado potencial de la cuenca de Campos, que podría confirmar la existencia de un gran núcleo de hidrocarburos similar al existente en la cuenca de Santos. Repsol y sus socios en el consorcio descubridor prevén realizar trabajos adicionales en 2012 para confirmar la gran extensión del descubrimiento.

Todos los resultados positivos desde 2011 se han alcanzado en el marco de la alianza firmada en 2010 entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), que supuso la creación de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. Esta alianza ha funcionado con total operatividad en 2011.

Repsol Sinopec Brasil es una de las empresas energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil. Dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo ya en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo, y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674).

Los importantes descubrimientos exploratorios de los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo, y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

Bolivia

El principal proyecto en curso de la compañía en Bolivia es el desarrollo completo del área Margarita-Huacaya. Este proyecto clave se encuentra al norte del estado de Tarija y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último descubierto en 2008 y que fue uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo, según la publicación IHS) consiste en elevar la producción de gas en dos fases, con un incremento de 6 Mm³/d adicionales en cada una de ellas.

En mayo de 2011 finalizaron los trabajos de remodelación de las instalaciones actuales, lo que permitió mejorar la capacidad de procesamiento y, por tanto, incrementar la producción total de gas natural del campo de 2,3 millones de metros cúbicos diarios a 3 millones de metros cúbicos diarios. Estos trabajos incluyeron la adecuación de las instalaciones, cambios de válvulas, líneas de descarga, filtros y compresores.

En paralelo, durante 2011 avanzaron los trabajos finales de desarrollo de la fase I del proyecto, con el objetivo de elevar la capacidad de procesamiento de gas natural del campo a 9 millones de metros cúbicos diarios. Así durante el ejercicio avanzaron según lo previsto los trabajos de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas, la construcción del sistema de recolección (GTS) y el sistema de evacuación (EXS). En noviembre de 2011 se produjo un hito importante en el marco de dicha fase I al terminarse con éxito los trabajos de recompletación del pozo Margarita 4st (MGR 4st), con el objetivo de terminarlo definitivamente. Tras las pruebas de producción realizadas, probó ser el pozo de mayor caudal de la cuenca Subandina, con una producción en pruebas de 5,4 millones de metros cúbicos diarios. La ejecución de esta prueba supuso la construcción de una fosa de quema especialmente diseñada con más de 50x60 metros de área, 25 metros de altura y ocho líneas de ocho pulgadas como quemadores, la más grande construida en Bolivia hasta la fecha. Se espera alcanzar una producción de 9 millones de metros cúbicos diarios durante el segundo trimestre de 2012.

Los resultados superaron las expectativas planteadas originalmente y permitieron corroborar la factibilidad técnica de producir al caudal comprometido en la fase I.

En la actualidad, más de 1.500 personas trabajan en esta obra y en la construcción de las líneas de recolección y exportación.

En junio de 2011 Repsol tomó la decisión final de inversión (FID) para la fase II del desarrollo de Margarita-Huacaya, cuyo objetivo es alcanzar una producción de entre 14 y 15 millones de metros cúbicos diarios en 2013 y 2014, respectivamente.

Perú

En el año 2011 se terminó la fase de perforación, completación/terminación y prueba de los pozos de desarrollo dentro del programa de desarrollo del campo Kinteroni Sur. Esta fase se

inició en agosto de 2010. Los pozos ya se encuentran en condiciones de iniciar la producción una vez se terminen las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. Los resultados de los pozos de desarrollo perforados fueron mejor de lo previsto. En cuanto a las instalaciones de superficie, en 2011 se iniciaron las obras preliminares en campo correspondientes a las instalaciones de producción en Kinteroni y Nuevo Mundo, y las tuberías de recolección. La compra de materiales de largo plazo de entrega (LLI) se completó con el objetivo de que estén disponibles en el momento oportuno de la fase de construcción. Los tiempos de entrega de los equipos se encuentran en línea con lo previsto y se estima que la producción del área sur de Kinteroni empezará en el segundo semestre de 2012.

En 2011 se obtuvieron por parte de las autoridades del país los permisos medioambientales necesarios para iniciar la fase de exploración del área norte de Kinteroni, cuya campaña de perforación se espera iniciar en 2012.

El campo Kinteroni se encuentra en el lote 57, que está ubicado en la zona centro-oriental de Perú. Geográficamente, se sitúa al este de la Cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. El contrato de licencia de exploración y explotación del lote fue suscrito en enero 2004 y cuenta con cinco periodos exploratorios (en la actualidad está en vigor el cuarto periodo). Los socios del bloque son Repsol, con el 53,84% (operador) y Petrobrás, con el 46,16%. El descubrimiento de Kinteroni tuvo lugar en enero de 2008 y fue uno de los mayores del mundo en ese año. La decisión final de inversión (FID) para desarrollar la zona sur del campo Kinteroni se tomó en julio de 2009 y se declaró como descubrimiento comercial ante las autoridades de Perú en noviembre de 2009. El plan inicial de desarrollo se envió a las autoridades locales en mayo de 2010.

En 2011 continuó con normalidad el suministro de gas natural del campo Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, participada en un 20% por la compañía. El campo Camisea está compuesto por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuación Peru LNG.

En la ronda exploratoria llevada a cabo en el país en 2011 se obtuvo la adjudicación, pendiente de ratificación oficial final, de tres bloques exploratorios (lotes 180,182 y 184) en la cuenca Huallaga.

Venezuela

En diciembre de 2011, dentro del importante proyecto de gas del megacampo Perla, en el bloque Cardón IV, se firmó el contrato de suministro de gas natural lo que permite el inicio de la fase de desarrollo del proyecto. El contrato de suministro, que se extiende hasta el año 2036, contempla un compromiso recíproco de entrega y adquisición de más de 8,7 TCF de gas natural y será una de las fuentes de abastecimiento de la demanda interna de gas de Venezuela, que en los próximos años se estima que crezca gracias al consumo doméstico, industrial, petroquímico y de generación eléctrica. Dada su gran dimensión, el campo Perla también ofrece posibilidades de exportación de gas natural, algo que Repsol y Eni analizarán junto con PDVSA y las autoridades venezolanas.

El megacampo Perla fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, que está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. Se han perforado un total de cinco pozos, que ahora se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas que llevarán el gas a la costa para ser procesado y enviado a la red de distribución venezolana.

En 2011 se perforaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación (Perla 4 y Perla 5). El primero de estos pozos se inició en diciembre de 2010 y se terminó en enero de 2011. Las pruebas de producción finalizaron a principios de febrero y los resultados obtenidos reconfirmaron la extensión del yacimiento.

La perforación del pozo Perla 5 concluyó a principios de mayo de 2011 y las pruebas de producción tuvieron lugar entre mayo y junio. Es el pozo de mayor potencial de producción de los cinco perforados hasta la fecha y el primero desviado de alto ángulo (82 grados) en el offshore de Venezuela. Con la completación definitiva se estima que el pozo arroje una producción de entre 100 y 130 Mscfd. Estos dos pozos tenían un doble objetivo: evaluar la continuidad lateral del descubrimiento y formar parte de un programa de producción temprana.

En 2011 se completó la definición del plan de desarrollo del campo, que prevé el inicio de la producción de la fase I en 2013. En 2011 se decidió adelantar el proceso de licitaciones para la construcción de las instalaciones offshore. El proyecto se ha estructurado en tres fases para adaptar el desarrollo del campo a la evolución de la demanda. Las producciones que se esperan alcanzar en cada fase son 300 Mscfd en la primera, 800 Mscfd en la segunda y 1.200 Mscfd en la tercera.

En el período de evaluación, Repsol participa con un 50% y Eni, con otro 50%. Tras la fase de evaluación, PDVSA tiene derecho a adquirir hasta un 35% de la participación, con lo que Repsol y Eni pasarían a controlar un 32,5% cada una.

En el proyecto de crudos pesados de Carabobo se completaron los trabajos de ingeniería conceptual del proyecto de producción temprana acelerada y se acordó el plan inicial de desarrollo. Asimismo, se iniciaron los procesos de contratación de equipos de perforación para los pozos estratigráficos y los de desarrollo, así como la adquisición de sísmica 3D del área. En marzo de 2011 comenzó la ingeniería conceptual para la construcción de un mejorador de crudo pesado con una capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo/día. Esta instalación permitirá incrementar la calidad de dicho crudo a 32° API, una vez puesta en marcha, previsiblemente en 2017.

Las fases definidas prevén en principio la posibilidad del comienzo de la producción temprana acelerada en el segundo semestre de 2012, alcanzándose el *plateau* de producción de 400.000 barriles de petróleo en el año 2017 con la puesta en marcha del mejorador.

El proyecto Carabobo fue adjudicado por el gobierno venezolano en febrero de 2010 a un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, que cuenta con una participación del 11%. Este importante 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 Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. En Carabobo se alcanzará una producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus refinerías.

Trinidad y Tobago

Repsol tiene un porcentaje de participación del 30% en la sociedad BPTT, que opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país. La producción de estos campos se destina a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG, donde Repsol también participa. En 2011, en BPTT se realizaron paradas para trabajos de mantenimiento en los campos Cannonball, Kapok e Inmmortelle y en Atlantic LNG también en los trenes 1 y 4. Todas estas tareas de mantenimiento supusieron una menor producción de BPTT respecto al año anterior.

El 25 de agosto, el consorcio BPTT comunicó el inicio de la producción de gas desde el campo Serrette. Este campo de gas seco ha sido desarrollado con una plataforma sin personal, conectada mediante un gasoducto de 26 pulgadas y 50 kilómetros a la plataforma de BPTT "Cassia B".

Repsol es el operador de los bloques TSP, con una participación del 70%. En este área marina se completó en febrero de 2011 el registro de sísmica 3D. Con esta campaña de investigación se quiere completar la información del área y evaluar el potencial exploratorio remanente en el activo. Durante 2011 se han terminado las tareas de procesado de la información sísmica disponible. El objetivo es definir la existencia de posibles oportunidades exploratorias durante 2012.

Otros países

En Colombia, Repsol anunció en enero de 2011 la firma de un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol (ECP) y la brasileña Petrobras para la obtención de una participación del 30% en el bloque exploratorio offshore Tayrona, ubicado en aguas del Caribe colombiano, cerca de la península de La Guajira. Los otros socios son Ecopetrol que tiene otro 30%, y Petrobras, que continuará siendo la compañía operadora, con el 40% restante. En 2011 se registraron 1.500 km² de sísmica 3D para definir la ubicación de prospectos perforables.

En abril de 2011 se materializó el acuerdo con Ecopetrol (ECP) para la entrada de Repsol, con una participación del 50%, en los bloques offshore RC-11 y RC-12 (ECP es el operador y controla el otro 50%). Se trata de un activo con un potencial medio-alto situado en aguas someras colombianas.

En julio de 2011 se terminó la perforación del pozo Chipirón T, en el bloque Chipirón. El pozo resultó descubridor de petróleo en tres niveles y están en curso los trabajos de evaluación de los positivos resultados obtenidos.

En octubre de 2011 se terminó la perforación del pozo Caño Rondón Este, en el bloque Rondón. Tras las pruebas de producción se definirán los resultados alcanzados.

En Guyana, Repsol participa en el bloque Georgetown, donde es el operador con una participación del 15%. Los socios en este proyecto son YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%). Durante el ejercicio se completaron los trabajos previos al inicio de la perforación del prospecto Jaguar-1X, empleando la plataforma Jack-Up Atwood Beacon. Para iniciar la perforación del sondeo se está a la espera de recibir esta plataforma, que está siendo empleada en

Surinam por sus actuales operadores. Se espera que el pozo alcance su profundidad final a mediados de 2012. Se trata de un pozo de aguas someras, pero de alta presión y temperatura debido a su profundidad y a las características geológicas de la zona.

En Cuba, Repsol firmó en enero de 2010 el contrato de alquiler con la compañía Saipem para la utilización del equipo de perforación Scarabeo-9, que cumple con todas las especificaciones técnicas y limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. La plataforma de perforación arribó a aguas cubanas en enero de 2012 y el 31 de enero se inició la perforación del pozo exploratorio Jagüey.

En Ecuador, la compañía ha operado en 2011 con normalidad en los bloques 16 y Tivacuno tras la aplicación de los nuevos contratos de servicios acordada con el Estado ecuatoriano. En el bloque 16, el contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010, conforme a la fecha límite establecida por la nueva legislación. La fecha efectiva de este contrato fue el 1 de enero de 2011. En el caso del bloque Tivacuno, el contrato fue suscrito el 22 de enero de 2011, siendo su fecha efectiva el 21 de febrero de 2011. Los contratos están suscritos para el periodo 2011-2018. La participación de Repsol en los dos contratos es del 55%. Los socios, con iguales participaciones en ambos bloques, son OPIC (31%) y Sinochem (14%).

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Angola, Sierra Leona y Liberia.

Libia

Debido al conflicto ocurrido en este país durante gran parte de 2011, la producción cesó completamente a primeros de marzo. En gran parte del mes de febrero, la producción se situó en niveles cercanos al 50%. Durante el segundo y tercer trimestre, Repsol no produjo en los campos.

Tras la resolución del conflicto bélico, la producción en los bloques NC-115 y NC-186 se reinició en octubre. A lo largo de 2012 se prevén alcanzar niveles de producción cercanos a los registrados con anterioridad al conflicto.

Argelia

El importante proyecto de gas de Reggane quedó en 2011 preparado para iniciar su etapa de desarrollo en 2012, una vez obtenida a finales del ejercicio la aprobación definitiva del plan de desarrollo por parte de las autoridades argelinas. Se estima poder iniciar los trabajos de perforación, profundización y completación de pozos en la primera mitad de 2012 con el objetivo de iniciar la producción de gas en 2016. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

En el bloque exploratorio Sud-Est Illizi se realizaron durante 2011 trabajos de adquisición, reprocesado e interpretación sísmica, con los que se obtuvo la información necesaria para la campaña de perforación exploratoria que se espera iniciar en 2012. Repsol firmó en enero de 2010 con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT) el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que lleva a cabo las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la compañía italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

Angola

Repsol se adjudicó en enero de 2011 tres bloques exploratorios (22, 35 y 37) en la ronda llevada a cabo en el país. Repsol es la compañía operadora en el bloque 22, con una participación del 30%. Los bloques están ubicados en Kwanza, en aguas profundas de Angola, en una cuenca que los geólogos de Repsol ven como la continuación de la prolífica cuenca de Santos, situada en el offshore brasileño. En diciembre se firmaron los contratos con Sonangol para la entrada en dichos bloques que se incorporaron al dominio minero oficial de la compañía a principios de 2012.

Sierra Leona

Tras los dos descubrimientos exploratorios en aguas profundas del país (con el sondeo Mercury-1 en 2010 y con el Venus B-1 en 2009), en 2011 se realizaron los trabajos necesarios para la perforación del sondeo Júpiter-1, que se inició en noviembre y que se espera completar en el primer trimestre de 2012. La lámina de agua en la ubicación de este sondeo es de

2.200 metros. En febrero de 2012 se ha anunciado que se ha encontrado una columna de hidrocarburos de 30 metros con el sondeo Júpiter-1. Además en 2011, se iniciaron las tareas para la perforación del sondeo Mercury-2, que se completará en 2012 tras el sondeo Júpiter-1.

Repsol ha sido pionera en la exploración en esta región de África. Las operaciones de la compañía, iniciadas en 2003, han dado como resultado el descubrimiento de una zona de alto potencial que se seguirá explorando, junto con sus socios Anadarko y Tullow.

Liberia

Durante el segundo trimestre de 2011 se llegó a un acuerdo para incrementar la participación de Repsol en los bloques LB-15, LB-16 y LB-17 en un 10% adicional, pasando del 17,5% al 27,5% actual. También se acordó la entrada de Repsol, con un 10%, en el bloque exploratorio LB-10.

Europa

Noruega

Tres nuevos bloques exploratorios se añadieron en 2011 a la cartera de proyectos que la compañía está cimentando en este país. A finales del ejercicio, Repsol tenía presencia en ocho bloques exploratorios en aguas de Noruega y en dos de ellos es la compañía operadora (PL-541 y PL-531).

El 1 de enero de 2011, Repsol entró a participar en el bloque PL-529, ubicado en el suroeste del Mar de Barents, en aguas profundas, con la compra a la operadora Eni de una participación del 10%. Este bloque ya tiene una sísmica 3D que delinea el prospecto principal, Bønna. En el programa de trabajo está prevista la perforación de un sondeo exploratorio en dicho prospecto durante la primavera de 2012.

También con fecha efectiva del 1 de enero de 2011 se obtuvo un 10% de la licencia PL-530 mediante la toma de una participación del 10% a la compañía operadora GdF, que mantiene un 30% de interés en la licencia. En octubre se terminó la perforación del pozo exploratorio Heilo, con resultado negativo.

Repsol entró en el bloque PL-531 mediante la toma de participación del 20% de la compañía Marathon, con fecha efectiva de 1 de enero de 2011. Marathon mantiene un 10% de interés en la licencia, pero transfirió la operación a Repsol. El programa de trabajo contempla la perforación de un pozo exploratorio, previsiblemente en 2013. Este será el primer pozo operado por Repsol en aguas noruegas del Mar de Barents.

En 2012 Repsol ha obtenido la adjudicación en el APA2011 (Award on Predefined Areas) de seis nuevas licencias de exploración. Los resultados de las ofertas presentadas en septiembre de 2011 se hicieron públicos el 17 de enero de 2012. De las seis nuevas licencias concedidas, Repsol actuará en una de ellas como compañía operadora. Las licencias están ubicadas en el Mar de Noruega (cuatro), en el Mar de Barents (una) y en el Mar del Norte (una).

España

En junio de 2011 se obtuvo de la Secretaría de Estado de Cambio Climático la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la perforación del sondeo exploratorio Siroco A-1, en el Mar de Alborán. Para estos trabajos, previstos para 2013, se estableció el período febrero-abril por temas medioambientales. En 2011 se obtuvo una nueva ampliación del segundo período de exploración de esta área, que fue otorgada y publicada en el BOE en octubre de 2011 y válida hasta agosto de 2013.

Estos permisos (Siroco A-D) fueron concedidos a Repsol en 2004. Desde entonces se ha adquirido sísmica 3D y se ha realizado un estudio de fondos marinos y otros geofísicos y geológicos para determinar la presencia de gas y la ubicación del sondeo exploratorio Siroco A-1.

Dentro de los trabajos para la puesta en producción de los descubrimientos Lubina y Montanazo, en 2011 se instalaron en la plataforma Casablanca las unidades de actuación y control de los equipamientos submarinos. Restaría solamente la instalación de estos últimos y su conexión a los equipos de control de la plataforma, cuya autorización está pendiente de la DIA. El retraso en la obtención de los permisos oficiales ha motivado que la fecha prevista de entrada en producción de estos campos se traslade al cuarto trimestre de 2012.

Repsol realizó en el primer semestre de 2009 estos dos descubrimientos de petróleo en el Mediterráneo español con los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Repsol es la compañía operadora en ambos.

En junio se adquirió un 40% de participación en los bloques Bezana y Bigüenzo, en la cornisa cantábrica. La compañía Petroleum O&G España es la operadora de estos bloques con un 60% de participación.

Gas Natural Licuado (GNL)

Entorno y actividad

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica de BBE en España y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El mercado de GNL se ha caracterizado durante 2011 por el incremento de la demanda en Japón provocado por el terremoto del 11 de marzo y la posterior crisis nuclear.

Ello produjo un aumento gradual de los precios en el Lejano Oriente, llegando durante el cuarto trimestre hasta el nivel de los 17 y 18 dólares por millón de Btu, y produciéndose un desacople significativo con respecto a los marcadores en Europa [NBP (National Balancing Point) en el nivel de los 9 dólares por millón de Btu], y más aún en relación al Henry Hub, el cual se ha mantenido estable en torno a los 4 dólares por millón de Btu.

Otra característica resaltable del mercado fue la poca disponibilidad de flota, así como las altas tarifas de contratación de flota *spot* como consecuencia del incremento de los trayectos al desviarse grandes cantidades de GNL de la cuenca atlántica a la Pacífica debido al desacople de precios y la caída de la demanda en Europa.

En España, lo más destacable es la caída de la demanda de GNL en conjunción con el mayor suministro de gas por tubo como consecuencia de la entrada del gasoducto del Medgaz.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio aritmético del pool eléctrico español fue de 49,9 euros por MWh en 2011, lo que supone un aumento del 35% respecto a 2010. La demanda bruta de energía eléctrica en la Península durante el 2011 fue de 255.179 GWh, un 1,8% inferior a la del 2010. La mayor parte de las tecnologías han registrado caídas de producción respecto al año anterior, como la hidráulica, que lo ha hecho en un 28%, y la de ciclo combinado en un 22%, mientras que las centrales de carbón han duplicado su producción respecto a 2010. La generación con tecnología solar ha crecido este año un 43%, con un incremento del 26% en la fotovoltaica y un 193% en la termoeléctrica.

Resultados

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2011 fue de 386 millones de euros, frente a los 105 millones del ejercicio anterior. El EBITDA en 2011 se cifró en 556 millones de euros (277 millones en 2010).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Perú LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL en 2011.

Activos y proyectos

El año 2011 se caracterizó principalmente por ser el primer ejercicio completo de funcionamiento de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, que entró en producción en junio de 2010, y en la que Repsol participa con un 20%. Los otros socios en Peru LNG son Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas

de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG. Si bien estaba prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011, se prevé que finalmente entre en funcionamiento en 2012.

La producción de la planta de Peru LNG en 2011 ha sido de 5,2 bcm (3,8 millones de toneladas/año), más del doble que en 2010, al corresponder al año completo y a unos mejores indicadores de funcionamiento de la planta.

En junio de 2009 se produjo la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en mayo de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se firmó con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizarán buques Q-Flex y Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

En 2011 cabe destacar la recepción de 14 cargamentos bajo el acuerdo con Qatargas, concentrados en los meses de mayores precios del mercado, así como un fuerte aumento de la utilización de la planta con respecto a 2010, registrándose el récord de producción diaria en enero. Asimismo se prevé continuar con la senda de crecimiento de la actividad de comercialización de gas natural en Norteamérica.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2011 una baja disponibilidad asociada a la reparación y posterior sustitución de una carcasa de una turbina, siendo vendido el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. El Decreto de Concesión fue aprobado por el Consejo de Ministros, ratificado por la Asamblea Nacional y publicado en la Gaceta Oficial del Estado. Asimismo, en julio de 2010 se firmó el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en 2011 se realizó la perforación de los pozos Garoupa-2 y Garoupa North, que hoy en día están en evaluación, y cuya evolución permitirá contrastar las expectativas

de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo. Actualmente, se sigue con los trabajos asociados a las actividades de sísmica y de perforación en 2012.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%), y que desarrolla estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios sirven para evaluar la viabilidad técnica y económica de la citada planta de licuación flotante. En 2011 se realizaron en paralelo tres estudios con sendos consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable. La decisión final de inversión está prevista en 2012.

Transporte y comercialización de GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros, así como de otros fletados a corto o medio plazo.

Repsol comercializó en 2011, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 11,0 bcm, un 64% más que en 2010, procedentes en su mayor parte de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. El destino principal de los cargamentos es España, Canaport LNG y el mercado asiático, realizándose ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica. En enero de 2011 entró en vigor un acuerdo con Kogas para el suministro de 1,9 Bcm de GNL, potenciándose el suministro al mercado asiático.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2011 Repsol es propietario de siete metaneros y otros dos en propiedad compartida al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros fueron incorporados en 2010 en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados en 2011 otros cuatro metaneros a medio plazo y otros puntuales de menor duración.

Inversiones

El área de negocio de GNL realizó unas inversiones de explotación en 2011 de 18 millones de euros, frente a los 82 millones de 2010. Esta cantidad se destinó principalmente al proyecto de gas de Angola y a la planta de Atlantic LNG, mientras que la de 2010 corresponde principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG.

Downstream

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refinado de petróleo, comercialización de productos petrolíferos y GLP, y producción y comercialización de productos químicos. La información que se facilita en este apartado no incluye las actividades de YPF. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

Resultados

Resultado de explotación	2011	2010	VARIACIÓN 2011/2010
Millones de euros			
Europa	1.012	1.182	(14%)
Resto del mundo	195	122	60%
TOTAL	1.207	1.304	(7%)

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.207 millones de euros, lo que supone una disminución del 7,4% respecto a los 1.304 millones del ejercicio 2010.

La disminución de resultados respecto al año anterior se debe principalmente a los menores márgenes del negocio de Refino y a los menores volúmenes en los negocios comerciales, como consecuencia de la crisis económica, a pesar de la recuperación del negocio químico en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

Refino

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El año 2011 ha venido marcado por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos ha disminuido en los países OCDE, afectando al negocio de refino, especialmente en Europa, donde se han registrado los márgenes de refino más bajos de los últimos años. A lo largo de este año han continuado los cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa y Estados Unidos con el cierre de las refinerías menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres, junto con una previsible recuperación de la demanda a medio plazo, permitirán una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados. En cualquier caso, y según datos de la Agencia Internacional de la Energía, el incremento de demanda se producirá fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza.

El índice de margen de refino en España se situó en 2011 en 1,6 dólares por barril, ligeramente inferior al de 2010 (2,5 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 3,3 dólares por barril, frente a los 4,2 dólares por barril de 2010.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2011:

	Destilación primaria	Índice de conversión ⁽²⁾	Lubricantes
CAPACIDAD DE REFINO ⁽¹⁾	Miles de barriles por día	%	Miles de toneladas por año
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	–
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	–
Bilbao	220	63	–
TOTAL REPSOL (ESPAÑA)	896	63	265
Perú			
La Pampilla	102	24	–
TOTAL REPSOL	998	59	265

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.

⁽²⁾ Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 31,5 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2,8% respecto a 2010, una vez descontada la aportación de REFAP tras su venta en diciembre de 2010. La utilización media de la capacidad de refino fue del 71% en España, inferior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de utilización también fue inferior al de 2010, pasando del 71% al 69% en 2011.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN	2011	2010 ⁽³⁾
Miles de toneladas		
Materia prima procesada ⁽¹⁾		
Crudo	31.483	34.410
Otras materias primas	9.053	7.321
TOTAL	40.536	41.731
Producción de refino		
Destilados intermedios	17.835	18.668
Gasolina	8.145	9.084
Fuelóleo	6.287	6.081
GLP	1.056	1.166
Asfaltos (2)	1.272	1.478
Lubricantes	242	275
Otros (excepto petroquímica)	2.858	2.250
TOTAL	37.695	39.002

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo, excepto Refap, que se presenta teniendo en cuenta el 30% de participación poseída por el Grupo en 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación fue vendida.

⁽²⁾ Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

⁽³⁾ Los datos de 2010 incluyen la aportación del 30% de la refinería de REFAP cuya venta tuvo lugar en diciembre de 2010.

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	2011	2010
Oriente Medio	28%	22%
Norte de África	6%	19%
África occidental	9%	11%
Latinoamérica	26%	25%
Europa	31%	23%
TOTAL	100%	100%

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	2011	2010
Miles de toneladas ⁽¹⁾		
VENTAS POR ÁREAS GEOGRÁFICAS		
Ventas en Europa	33.548	32.429
Marketing propio	20.558	20.963
Productos ligeros	17.580	17.850
Otros productos	2.978	3.113
Otras ventas ⁽²⁾	6.400	5.591
Productos ligeros	4.814	3.889
Otros productos	1.586	1.702

Exportaciones ⁽¹⁾	6.590	5.875
Productos ligeros	1.754	1.688
Otros productos	4.836	4.187
Ventas resto del mundo	4.257	6.184
Marketing propio	1.862	1.822
Productos ligeros	1.579	1.469
Otros productos	283	353
Otras ventas ⁽²⁾	1.548	3.383
Productos ligeros	1.231	2.517
Otros productos	317	866
Exportaciones ⁽³⁾	847	979
Productos ligeros	264	357
Otros productos	583	622
VENTAS TOTALES	37.805	38.613
VENTAS POR CANALES DE DISTRIBUCIÓN		
Marketing propio	22.420	22.785
Productos ligeros	19.159	19.319
Otros productos	3.261	3.466
Otras ventas ⁽²⁾	7.948	8.974
Productos ligeros	6.045	6.406
Otros productos	1.903	2.568
Exportaciones ⁽³⁾	7.437	6.854
Productos ligeros	2.018	2.045
Otros productos	5.419	4.809
VENTAS TOTALES	37.805	38.613

⁽¹⁾ 2010 incluye la parte correspondiente al 30% de REFAP cuya venta tuvo lugar en diciembre de 2010.

⁽²⁾ Incluyen ventas a operadores y bunker.

⁽³⁾ Expresadas desde el país de origen.

En el último trimestre del año, tuvo lugar la puesta en marcha de las ampliaciones y mejoras de las refinerías de Cartagena (C10) y Bilbao (URF), proyectos clave del Plan Estratégico de Repsol que fueron aprobados en 2007 por el Consejo de Administración de la compañía.

Con la finalización de los proyectos, Repsol cumple con los objetivos inicialmente previstos en su estrategia inversora:

- Incremento de la capacidad de destilación y de conversión del sistema de refino para maximizar la producción de destilados medios, en un entorno claramente deficitario, disminuyendo la producción de fuelóleos procesando crudos más pesados.
- Mejorar la eficiencia energética, así como la seguridad y el medio ambiente.
- Colocar el esquema de refino de Repsol entre los mejores y más eficientes.

El proyecto C10 ha permitido incrementar la capacidad de producción del complejo de Cartagena hasta los 11 millones de toneladas (220.000 barriles al día). Orientada a la producción de destilados medios, más del 50%, y con capacidad para procesar crudos pesados y de mayor valor añadido, la refinería ampliada permite mejorar la balanza comercial de España al reducir la importación de combustibles de automoción. Se trata del mayor proyecto industrial de la historia de España, que ha generado riqueza durante la etapa de construcción (3.152 millones de euros de inversión, participación de más de 20.000 personas, media de empleo de 3.000 personas durante tres años) y seguirá generándola en la etapa de explotación (1.600 empleos directos y más de 8.000 empleos inducidos). Con la finalización del proyecto, la refinería de Cartagena es una instalación moderna y se sitúa entre las más eficientes de Europa desde los puntos de vista energético y medioambiental.

Con el Proyecto URF, la refinería de Bilbao incrementa significativamente su capacidad de conversión, procesando crudo pesado y maximizando la producción de destilados medios.

La construcción de ambos proyectos se ha realizado con excelentes ratios de seguridad, en plazo y por debajo del presupuesto aprobado.

Además, ambos proyectos forman parte del programa de Repsol para adaptar sus instalaciones a la producción de combustibles limpios para el transporte, impulsar el uso de biocarburantes (biodiesel) y mejorar la eficiencia energética, la seguridad y el impacto en el medio ambiente.

En el año 2011 Repsol firmó un acuerdo con la empresa coreana SKL para la construcción y operación de una nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, tendrá una inversión estimada de 250 millones de euros y su puesta en marcha está prevista para el año 2014. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima de alimentación a la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes para motores Euro IV/V, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

A finales de 2011, y en el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, 81 personas con capacidades diferentes forman parte de la plantilla en los diversos complejos industriales del Grupo Repsol en España.

Marketing

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio disminuyeron globalmente un 1,6% en 2011 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 22.420 miles de toneladas. Este descenso obedeció a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España.

En este mismo sentido, las ventas propias de gasolinas y gasóleos disminuyeron en España un 4%. No obstante, se comportaron mejor que el mercado, lo que se tradujo en una ganancia de cuota de 0,4 puntos porcentuales. Por su parte, estas ventas se incrementaron un 4% en el resto de países.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando unos resultados relevantes, en línea con los del año anterior. Durante 2011 se ha continuado con una estricta política de control del riesgo de crédito.

A finales de 2011, Repsol contaba con 4.506 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.620 puntos de venta, de los cuales el 70% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (425), Italia (166) y Perú (295).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2011 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol ⁽¹⁾	Abanderadas ⁽²⁾	TOTAL
España	2.540	1.080	3.620
Perú	264	161	425
Portugal	116	179	295
Italia	52	114	166
TOTAL	2.972	1.534	4.506

⁽¹⁾ Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

⁽²⁾ El término "abanderadas" se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (I) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (II) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2011:

Marca	Puntos de venta
Campsa	200
Repsol	3.086
Petronor	308
Otras	26
TOTAL	3.620

Repsol ha continuado implantando en 2011 los compromisos adquiridos con la Unión Europea en 2006, entre los que destacaba la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, eran arrendatarios de estaciones de servicio. El período de vigencia de dichos compromisos ha finalizado el 31 de diciembre de 2011.

En 2011, Repsol ha inaugurado la primera estación de servicio del mundo certificada por Breeam, el método internacional líder en certificación de sostenibilidad de edificios. La estación ha sido construida bajo parámetros de ecoarquitectura, empleando múltiples materiales reciclados y es eficiente energéticamente. Adicionalmente, cuenta también con la certificación de accesibilidad universal AENOR.

En línea con el crecimiento del volumen de los negocios non oil, un 18% en 2011, Repsol ha sido elegida como la marca preferida por los conductores españoles para comprar productos non oil, según un reciente estudio de una relevante empresa independiente del sector de la investigación comercial. Las estaciones de servicio de Repsol son consideradas como las mejores en cuanto a la calidad de su oferta de productos y servicios de las tiendas y a la calidad del servicio ofrecido a los clientes.

En idéntico sentido, Repsol promovió, conjuntamente con El Corte Inglés, una exitosa campaña promocional, por la que se ofrecieron cheques descuento por compras de un determinado valor, tanto en las estaciones de servicio de Repsol, como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes.

Adicionalmente, Repsol ha firmado una alianza estratégica con Burger King para el desarrollo de un proyecto de restauración, mediante la instalación de establecimientos de Auto King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol ha llevado a cabo en 2011 una iniciativa para convertir en accesibles más de 500 estaciones de servicio de su red en España. Gracias a este proyecto, Repsol contará con la mayor red de puntos de venta accesibles de España y una de las más grandes de Europa.

Adicionalmente, la compañía ha inaugurado la primera estación de servicio accesible de Portugal, tanto para empleados como para clientes.

Como evidencia del inequívoco compromiso de esta compañía con el suministro energético sostenible, Iberia y Repsol llevaron a cabo el primer vuelo español propulsado por biocombustibles. Este proyecto, pionero en el sector aéreo, utilizó biocarburantes certificados por el Centro de Tecnología Repsol.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación en Asia, Repsol ha comenzado a producir lubricantes en China y Malasia, con una previsión de comercializar cerca de 20.000 toneladas en 2015, lo que equivaldría a más del 25% de las ventas anuales de estos productos de Repsol en España. En la actualidad, Repsol comercializa sus lubricantes directamente o a través de distribuidores, en más de 60 países de América, Europa y Asia.

Repsol trabaja de forma activa desde 2005 en la integración de personas con capacidades diferentes, facilitando su incorporación en plantilla y la formación necesaria, así como la sensibilización del resto de los empleados. La labor que realiza en este ámbito ha sido reconocida en numerosas ocasiones. En 2011, la compañía recibió el premio Discapnet de la Fundación Once y también fue galardonada con el Ability Award a la "Mejor empresa privada" en reconocimiento a su aportación global y significativa en el desarrollo e inclusión laboral de personas con discapacidad.

Fruto del compromiso que Repsol mantiene con la protección del medio ambiente y la seguridad de las personas, el aceite Repsol Bio Telex 46, desarrollado íntegramente en el Centro Tecnológico Repsol, ha sido distinguido por la Comunidad de Madrid con la concesión de la Etiqueta Ecológica Europea (Ecolabel). Esta certificación es la primera que se otorga en España a un aceite lubricante.

Gases licuados del petróleo (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo, siendo la primera en España y Latinoamérica. Durante el año 2011, ha estado presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2011 ascendieron a 3.033 miles de toneladas, manteniéndose en línea con las de 2010. Por su parte, las ventas totales en España descendieron un 12% en comparación con el ejercicio anterior, perjudicadas por un clima particularmente seco y cálido. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 232 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 62% en 2011.

Volumen de ventas de GLP	2011	2010
Miles de toneladas		
Europa	1.486	1.680
España	1.325	1.503
Resto Europa ⁽¹⁾	161	177
Latinoamérica	1.547	1.428
Perú	625	497
Ecuador	375	368
Argentina	336	332
Chile	194	199
Resto Latinoamérica ⁽²⁾	17	32
TOTAL	3.033	3.108
Invasado	1.689	1.761
A granel, canalizado y otros ⁽³⁾	1.344	1.347
TOTAL	3.033	3.108

⁽¹⁾ Portugal y Francia

⁽²⁾ En 2010 Brasil y Bolivia, y en 2011 Brasil.

⁽³⁾ Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, los márgenes comerciales del GLP en 2011 han sido superiores a los del año anterior, en todos los canales, incluso en envasado, a pesar de la modificación del sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009. En la nueva fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre inmediatamente anterior y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009, en 2010 y también en 2011. De continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2012.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2011 alcanzó unas ventas de 150.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 336.000 toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es uno de los carburantes alternativos más utilizados en el mundo. Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas se cifró en un 18% en 2011, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a mejorar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 40.000 vehículos a AutoGas.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, cuenta a finales de 2011 con 80 puntos de venta dotados con surtidores AutoGas; y prevé abrir nuevos puntos a un ritmo de 100 adicionales en los próximos años.

En Perú, Repsol también ha impulsado el desarrollo del mercado de GLP Automotor en 2011, con la firma de un acuerdo comercial con la empresa Relsa, una de las principales compañías en el *renting* de vehículos para empresas.

Repsol continúa impulsando programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP. Por ejemplo, cabe mencionar la aplicación SolarGas, un sistema de abastecimiento energético integral de vanguardia, que combina la energía solar con el GLP para proporcionar agua caliente a hogares y empresas de manera sostenible y económica, con muy bajas emisiones de CO₂; o nuevas aplicaciones en agricultura, pesca, desarrollo de productos y servicios como el Easy Gas de Portugal.

Química

La actividad química, adscrita a la división de Downstream, produce y comercializa una amplia variedad de productos, abarcando desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano y Tarragona (España), y en Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México.

El resultado de explotación de la actividad química adscrita a la división de Downstream en 2011 presenta un incremento del 113% frente al año anterior. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes, a lo largo del primer semestre del año y la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, han permitido la mejora del resultado a pesar del debilitamiento del sector experimentado en el segundo semestre del año.

Las ventas a terceros en 2011 ascendieron a 2,66 millones de toneladas, frente a los 2,62 millones de toneladas de 2010, lo que supone un incremento del 1,6%.

Adicionalmente, durante 2011 han continuado las inversiones destinadas principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

MAGNITUDES OPERATIVAS (QUÍMICA)	2011	2010	VARIACIÓN 2011/2010
Miles de toneladas			
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0%
Petroquímica derivada	2.933	2.933	0%
TOTAL	5.741	5.741	0%
Ventas por productos			
Petroquímica básica	889	874	1,7%
Petroquímica derivada	1.770	1.744	1,5%
TOTAL	2.659	2.618	1,6%
Ventas por mercados			
Europa	2.312	2.263	2,1%
Resto del mundo	348	355	(1,9%)
TOTAL	2.660	2.618	1,6%

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2011.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	TOTAL
Miles de toneladas	
Productos petroquímicos básicos	
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Etil ter-butil éter	50
Derivados petroquímicos	
Poliiolefinas	
Polietileno ⁽¹⁾	875
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho ⁽²⁾	115
Otros ⁽³⁾	69

(1) Incluye los copolímeros de etilén vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.

(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

Nuevas energías

En 2010 y adscrita a la Dirección General de Downstream, se creó la Unidad de Negocio de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

La Unidad de Negocio de Nuevas Energías de Repsol se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas de negocio en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En este contexto, Repsol ha continuado en 2011 el desarrollo de los proyectos iniciados el año anterior, consistentes en la toma de participación y responsabilidad de gestión sobre las empresas KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas; AlgaEnergy, en investigación de microalgas; Orisol, dedicada a la promoción de proyectos eólicos; e IBIL, la empresa de servicios de recarga para vehículos eléctricos.

En el ámbito de la expansión de IBIL, Repsol ha alcanzado en 2011 acuerdos de colaboración comercial con Renault-Nissan, Peugeot y Opel para la promoción de la venta de vehículos eléctricos por parte de los fabricantes de vehículos y la instalación de puntos de recarga por parte de IBIL.

Adquisición de Sea Energy Renewables

En 2011 Repsol adquirió 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 obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó 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, Repsol posee un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, entre 2015 y 2020. El proyecto permitirá a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes proyectos de ingeniería.

Inversiones

En el área de Downstream, las inversiones de explotación ascendieron a 1.712 millones de euros, frente a los 1.612 millones del ejercicio anterior, lo que representa un aumento del 6,2%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del medio ambiente, descritas en los epígrafes anteriores.

Desinversiones

En noviembre de 2011, Repsol vendió la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía Ultragas, por un importe de 20 millones de euros. Con esta venta, Repsol ha finalizado la desinversión en activos no estratégicos de Downstream en Brasil para concentrar su actividad en el desarrollo de proyectos de exploración y producción a través de su participada Repsol Sinopec Brasil.

Asimismo, Repsol ha alcanzado 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.

Repsol seguirá concentrando sus esfuerzos en el sector del GLP en los mercados en los que está presente, con el objetivo de mantener y potenciar su posición de liderazgo.

YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de forma independiente de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. A 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43% en YPF, S. A., que está integrada globalmente en los Estados Financieros Consolidados. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En diciembre de 2009 se lanzó el Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, que se inició a comienzos de 2010, y que fijó entre sus objetivos, materializar el plan de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. En mayo de 2011 se informó del descubrimiento de recursos de petróleo no convencional (*shale oil*) en la formación Vaca Muerta, en el área Loma La Lata Norte, en la provincia de Neuquén. En noviembre 2011 y en febrero 2012 se ha elevado la previsión inicial de recursos y reservas del descubrimiento.

En enero de 2012 se anunció el descubrimiento de un reservorio de petróleo convencional en la cuenca Neuquina, en el bloque Chachahuén, ubicado en el extremo sur de la provincia de Mendoza. En esta provincia no había un descubrimiento de esta magnitud desde hace varios años.

En el área de gas, en mayo de 2011 finalizaron los trabajos de desarrollo, construcción y puesta en operación de la terminal GNL Escobar (Provincia de Buenos Aires).

Esta terminal, construida en un tiempo récord de 206 días, es operada por YPF y regasifica el GNL a través de un barco que tiene una capacidad de 17 millones de metros cúbicos al día y 151.000 metros cúbicos de GNL de almacenaje.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la Red YPF bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, durante 2011 se remodelaron 80 estaciones de servicio. En octubre se inauguró en Tigre-Nordelta una estación de servicio innovadora en Latinoamérica. La primera estación hito de la Red YPF posee un diseño arquitectónico muy avanzado, con una edificación concebida de manera sostenible y energéticamente eficiente, en armonía con el entorno natural. Las condiciones del terreno permitieron pensar en el desarrollo de un proyecto atípico, que conjuga las necesidades de los clientes con la preservación y cuidado del medio ambiente. El despacho de combustible se realiza a través de cinco islas de surtidores inteligentes de última generación y que son una novedad para el mercado argentino, lo que agiliza la atención y el servicio. Dentro de los servicios que ofrece destacan la tienda Full, con capacidad para 180 personas, dos puestos para lubricación y diagnóstico, un punto interactivo Serviclub donde los socios pueden realizar auto consultas, cajeros automáticos y lavadero de coches.

En diciembre de 2011, el complejo industrial La Plata superó su récord de producción de naftas destinadas al mercado interno con un volumen de 207.000 metros cúbicos, alcanzando un nuevo máximo anual de 2.174.000 metros cúbicos. Además, se completó la integración de este complejo industrial, unificando la operación y los servicios de la refinería con los del complejo de química. De la misma manera, se completó la integración de la refinería Plaza Huinca y el complejo Metanol.

Resultados

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.231 millones de euros en 2011, lo que representa un descenso del 15,3% respecto a los 1.453 millones del ejercicio anterior.

Esta disminución es consecuencia principalmente del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, de la inflación de costes y de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus. Los mayores ingresos derivados de las ventas de combustibles en las estaciones de servicio y de productos con precios ligados a cotización internacional no pudieron compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

La producción promedio anual fue de 495 kbep/día, frente a los 541 de 2010, lo que representa una disminución del 8,5%. El descenso fue del 10,5% en gas, y del 6,7% en la producción de líquidos. La disminución del 7,6% en crudo se debió principalmente a las menores producciones por paros gremiales, especialmente por la huelga de abril a julio en Santa Cruz, y en menor medida, en Chubut.

Inversiones

Las inversiones alcanzaron los 1.548 millones de euros, frente a los 956 millones del ejercicio anterior. Cerca del 70% del desembolso en 2010 se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% se destinó a proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

Upstream

Es el área de negocio que explora, desarrolla y produce hidrocarburos, principalmente en todo el territorio de Argentina, como fuente de abastecimiento del resto de la cadena de valor de la compañía. En Argentina cuenta con 48 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 140.000 km², operando directamente o bien asociado en 93 áreas productivas situadas en las cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. También tiene actividad en Estados Unidos y Guyana, a través de YPF Internacional.

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	18	16	6	3	2	2	26	21
Estados Unidos	-	-	1	*	-	-	1	*
TOTAL	18	16	7	4	2	2	27	21

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	6	6	8	6	-	-	14	12
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	6	6	8	6	-	-	14	12

⁽¹⁾Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
* Menos de un pozo exploratorio.

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 ⁽¹⁾					
	Positivos		Negativos		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos ⁽²⁾	Netos
Argentina	553	493	8	8	561	501
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
TOTAL	553	493	8	8	561	501

A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 ⁽¹⁾						
	Positivos		Negativos		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
TOTAL	709	616	8	7	717	623

⁽¹⁾ Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
⁽²⁾ Hay 98 pozos inyectores que no se incluyen. En total suman los 659 que se informa como pozos de desarrollo
 * Menos de un pozo exploratorio.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2011:

km ²	31 DE DICIEMBRE DE 2011			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No desarrollado ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Argentina	6.046	4.484	172.069	95.343
Guyana	-	-	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
Uruguay	-	-	8.500	3.400
TOTAL	6.163	4.500	190.131	101.935

⁽¹⁾ El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos.
⁽²⁾ El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero tanto de explotación como de exploración.
⁽³⁾ Se considera el dominio minero bruto aquel presentado sin tener en cuenta el porcentaje de participación de YPF en el mismo.
⁽⁴⁾ El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas de YPF detalladas por países a 31 de diciembre de 2011, indicando también el porcentaje que posee YPF en cada una de ellas.

Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Argentina			
Loma La Lata	100%	O	L - G
Los Perales	100%	O	L - G
San Roque	34%	NO	L - G
Chihuido La Salina	100%	O	L - G
Acambuco	23%	NO	L - G
Chihuido Sierra Negra	100%	O	L - G
Manantiales Behr	100%	O	L - G
El Portón	100%	O	L - G
Barranca Baya	100%	O	L - G
Puesto Hernández	84%	NO	L
Seco León	100%	O	L - G

Aguada Toledo - Sierra Barrosa	100%	O	L - G
Magallanes	63%	NO	L - G
Aguada Pichana	27%	NO	L - G
Desfladero Bayo	100%	O	L - G
CNQ 7A	50%	NO	L
Señal Picada	100%	O	L - G
Tierra del Fuego	30%	NO	L - G
Vizcacheras	100%	O	L - G
Lomas del Cuy	100%	O	L - G
Chihuido La Salina Sur	100%	O	L - G
Estados Unidos			
Neptuno	15%	NO	L
Neptuno Norte	15%	NO	L

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica.

	A 31 DE DICIEMBRE 2011		A 31 DE DICIEMBRE 2010	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Argentina	42,76	9,66	37,49	9,78
Estados Unidos	72,46	17,50	56,10	22,93

Nota: corresponde a un dato origen en dólares convertido a tipo de cambio medio acumulado dólar/euro de cada periodo.

Descubrimientos

Convencional

YPF completó en 2011 la perforación de diez pozos exploratorios en la cuenca Neuquina (cinco de ellos en áreas no operadas). Del total de pozos perforados, cuatro fueron descubridores (Triquileu sur x-1, Jagüel Casa de Piedra este x-1 y x2, y Chachahuen Sur x-2) y tres esperan terminación.

En enero de 2012 se anunció el descubrimiento de un reservorio de petróleo convencional en la cuenca Neuquina, en el bloque Chachahuén, ubicado en el extremo sur de la provincia de Mendoza.

La campaña exploratoria desarrollada durante el ejercicio consistió en la perforación de tres pozos con profundidades de entre 1.000 y 1.500 metros. Los sondeos documentaron el desarrollo de capas mineralizadas de la Formación Rayoso con espesores promedios de 10 metros. Dos de los pozos fueron testeados aportando en conjunto 500 barriles diarios de petróleo de densidad media (24° API). El tercero, recientemente perforado, se encuentra en etapa de ensayo.

No convencional

En el marco del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014 se ha completado la primera etapa de desarrollo, con 15 pozos verticales en la zona norte de Loma La Lata y Loma Campana (provincia de Neuquén), con objetivo *shale oil* en la formación Vaca Muerta, todos ellos con producciones iniciales de entre 200 y 600 bep por día.

Continuando con el proyecto exploratorio en la zona de la formación Vaca Muerta, se completó la perforación de dos pozos verticales en los bloques Bajada de Añelo y La Amarga Chica, ambos situados al norte del área mencionada anteriormente. El pozo BAñ.x-2 arrojó una producción de crudo de alta calidad (48° API), mientras que en el pozo LACH.x-3 se obtuvieron resultados positivos en las pruebas realizadas, produciendo crudo de 35° API. El resultado de estos pozos está en línea con los resultados previos. Los recursos asociados a esta área están en proceso de evaluación y pendientes de actividad adicional que está siendo ejecutada.

Se estima que la formación Vaca Muerta se extiende sobre una superficie total de unos 30.000 km², de la que YPF tiene derechos sobre unos 12.000 km². Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área sería petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.

Producción

La producción de hidrocarburos de YPF al cierre de 2011 fue de 180,7 Mbep, un 8,5% inferior a la del año anterior. La producción de líquidos se situó en 100,4 Mbbl, siendo la de crudos de 81,4 Mbbl, y la de gas, de 80,3 Mbep. Los paros gremiales, que tuvieron lugar principalmente en el sur durante el período abril-julio, recortaron la producción en 9,5 Mbep. Sin tener en cuenta los paros gremiales y pérdidas ocasionadas por terceros, la producción de crudo disminuiría un 2,5% respecto al mismo período del año anterior.

En el marco del programa de Gas Plus, destinado a impulsar la producción de gas, YPF obtuvo la aprobación de los proyectos “Lajas Tight Gas”, “Piedras Negras-Señal Lomita”, “Rincón del Mangrullo” y “Precuyano - Cupen Mahuida”. En las áreas en asociación se consiguió asimismo la aprobación de los proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y en Lindero Atravesado.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica:

	2011			2010		
	Líquidos	Gas natural	TOTAL	Líquidos	Gas natural	TOTAL
	Mbbl	bcf	Mbep	Mbbl	bcf	Mbep
Argentina	99	451	180	107	505	197
Estados Unidos	1	1	1	1	1	1
TOTAL PRODUCCIÓN NETA	100	453	181	107	506	197

Pozos productivos por área geográfica:

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 ⁽¹⁾			
	Crudo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.559	9.918	841	529
Estados Unidos	7	1	–	–
TOTAL	11.566	9.919	841	529

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 ⁽¹⁾			
	Crudo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.036	9.378	831	542
Estados Unidos	7	1	–	–
TOTAL	11.043	9.379	831	542

⁽¹⁾ Un pozo bruto es aquel en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

Reservas

Al cierre de 2011, las reservas probadas de YPF, estimadas de conformidad con el marco conceptual establecido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.013 Mbep, de los cuales 585 Mbep (58%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 427 Mbep (42%), a gas natural.

La evolución de las citadas reservas fue positiva en 2011, con la incorporación de 202 Mbep, de los cuales 137 corresponden a petróleo. Destaca la incorporación de un importante proyecto de desarrollo de petróleo en reservorios no convencionales (Vaca Muerta) en la unidad de negocio Neuquén Gas y la extensión de las concesiones en todas las áreas de reservas de la unidad de negocio Mendoza.

En 2011 se consiguió un ratio de reemplazo de reservas del 112% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (153% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 60% en gas natural).

Actividad

ACTIVIDAD PRESENTE DE YPF POR ÁREA GEOGRÁFICA	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011					
	Dominio minero ⁽¹⁾				Nº de pozos exploratorios en perforación ⁽³⁾	
	Nº de bloques		Área neta(km²) ⁽²⁾		Brutos	Netos
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración		
Argentina	93	48	26.752	73.075	9	6
Guyana	–	1	–	2.520	1	*
Estados Unidos	5	49	16	672	–	–
Uruguay	–	2	–	3.400	–	–
TOTAL	98	100	26.768	79.667	10	6

⁽¹⁾ Operado y no operado por YPF.

⁽²⁾ El dominio minero bruto es la extensión de un área en la que YPF tiene un porcentaje de participación. El dominio minero neto es la suma de las participaciones en el dominio bruto.

⁽³⁾ Un pozo bruto es un pozo en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

* Menos de un pozo exploratorio.

Argentina

Durante el ejercicio, las principales actividades de exploración de YPF en Argentina tuvieron los siguientes focos:

Offshore. YPF es actualmente el operador de tres bloques:

- En la cuenca de Malvinas (Argentina), en los bloques CAA40 y CAA46, donde se perforó en busca de petróleo el sondeo Malvinas x.1 a una profundidad de agua de 490 metros y con una profundidad final de 2.000 metros, con resultado negativo. YPF poseía una participación del 33,5%. En diciembre se devolvió a la Secretaría de Energía de la Nación el 100% del área CAA-40 y 50% del área CAA46, al haberse cumplido el primer periodo exploratorio, y se incrementó la participación de YPF en la misma al 100%.
- Bloque E1, en la cuenca Colorado (Argentina), a una profundidad de 1.600 metros, que se encuentra en la etapa inicial de planificación de pozos. YPF posee una participación del 35%. YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado, siendo el operador uno de los socios. Durante 2011 se llevaron a cabo estudios de geología y geofísica para definir el diseño de la sísmica a registrar.

Onshore

No convencional

- **Shale oil:** En el marco del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, se realizaron en 2011 quince pozos exploratorios verticales en la formación Vaca Muerta, en Loma La Lata (provincia de Neuquén), cuyos resultados positivos, junto con los estudios sísmicos y geológicos realizados, permitieron estimar la existencia de recursos técnicamente recuperables en esta área. El primer *step out* exploratorio lo constituyó el pozo BAñ.x-2, en el bloque Bajada de Añelo, que resultó productivo. El segundo lo constituyó el pozo LACH.x-3, en el bloque La Amarga Chica. Ambos mostraron buenos resultados en línea con los del sector norte de Loma La Lata y Loma Campana.

Con respecto a la actividad fuera del ámbito del norte de Loma La Lata y los bloques aledaños, se completó el pozo ChSN.xp-623, situado en el bloque Chihuido de la Sierra Negra. Se estimularon los 150 metros inferiores, obteniéndose petróleo de alta calidad (37°API). Actualmente, este pozo está en espera de terminación.

Adicionalmente, se realizaron las perforaciones de los pozos LCav.x-2, en el bloque Bandurria, MMo.x-1, en el bloque Mata Mora y LAm.x-2 en el bloque Loma Amarilla, y se inició la perforación del pozo Corr.x-1, en el bloque Corralera.

- **Shale gas:** A mediados de diciembre se puso en producción el pozo LLLK.x-2h, primer pozo horizontal de la formación Vaca Muerta con objetivo *shale gas*. Dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, se comenzó en diciembre el sondeo CA.x-5, en el bloque Cerro Arena, y el sondeo LDMo.x-1, en el bloque Loma del Molle, ambos con objetivo *shale gas* en la formación Vaca Muerta.

Convencional

- **Provincia de San Juan:** se perforó el pozo de estudio Ansilta es-1 (Área Tamberías), que alcanzó la profundidad de 2.507 metros bajo boca de pozo (mbbp), y sin evidencias de hidrocarburos. Con este resultado, el bloque será devuelto al finalizar el segundo período exploratorio, en marzo de 2012.
- **Provincia de Chubut:** se perforó en el sector suroeste de la cuenca de Cañadón Asfalto el pozo de estudio Las Coloradas es-1 (Área Gan Gan), que en la profundidad de 1.600 mbbp documentó rocas del basamento económico y alcanzó la profundidad final de 2.065 mbbp. Esta nueva información permitirá ir ajustando el modelo prospectivo en una zona que por su potente cobertura basáltica solo se dispone de información proveniente de métodos potenciales y muy escasos datos de sísmica 2D. También se recolectaron muestras para geoquímica de suelos entre Gorro Frigio y Sierra de la Manea, cubriendo 500 km² del área CGSJ V/A.
- **Provincia de Mendoza:** con la interpretación realizada sobre el programa sísmico 3D adquirido en el último trimestre de 2010, se estableció la ubicación de dos pozos exploratorios en el bloque Los Tordillos Oeste, provincia de Mendoza, en sociedad con Sinopec Argentina (antes Occidental Exploration and Production), que tiene una participación del 50%. Para ambos proyectos se han gestionado ante las autoridades de aplicación las respectivas autorizaciones ambientales, que se esperan obtener a mediados de 2012, permitiendo así la perforación de los proyectos. Esta actividad permitirá cumplir con los compromisos de inversión del primer período, que se ha extendido a partir de la aplicación del artículo 1 de la resolución provincial 546/09.
- **Provincia de La Rioja:** se registró un programa de sísmica 2D de carácter regional de 300 kilómetros en el ámbito de los Bolsones Bermejo y Pagancillos (área Bolsón del Oeste). El principal objetivo es contar con una mejor definición de la geometría de las formaciones y visualizar potenciales estructuras que permitan la definición de un prospecto que se prevé perforar en 2012. Además, se realizó un muestreo para geoquímica de suelos sobre 150 km² en la zona oeste de Guandacol.
- **Áreas de frontera:** en el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Puesto Chacaico x-1, alcanzando una profundidad de 836 metros. El pozo presentó impregnaciones de hidrocarburo fresco en varias unidades del Cretácico Inferior, comprobando así la existencia de un sistema petrolero activo para este sector de frontera de la cuenca Neuquina.
- **Play Borde de Cuenca:** se inició la exploración en busca de crudos pesados en el borde de la cuenca Neuquina, en el sur de la provincia de Mendoza. El plan de trabajo consiste en la perforación de al menos 15 pozos de estudio con profundidades variables. El objetivo es definir la extensión del *play* y su espesor mineralizado.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, al cierre de 2011 se habían perforado 659 pozos de desarrollo, incluyendo 98 inyectores, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.510 millones de dólares.

Durante 2011, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Se llevaron a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar con la optimización de la capacidad de compresión y de las instalaciones de superficie.

Las iniciativas clave de YPF correspondientes a la mejora en activos productivos incluyen:

- **Neuquén Gas:** durante 2011 en el área Loma La Lata se continuó con la implementación del plan integral de explotación en baja presión del yacimiento, realizando la adecuación de otra unidad de separación primaria y estación compresora, además de completar la optimización del sistema de interconexión de estaciones compresoras, lo que permite minimizar pérdidas y flexibilizar el sistema de ductos internos. Asimismo, se inició el piloto de producción en ultra baja presión mediante la instalación de moto-compresores móviles en la boca del pozo. Por otro lado, en la zona de Aguada Toledo-Sierra Barrosa se ejecutó un programa de perforación de 10 pozos nuevos y la reparación de 14 pozos existentes, productores e inyectores, desarrollando así el plan integral de recuperación secundaria, que también incluye la adecuación de instalaciones de superficie. En la misma zona, se inició en el último trimestre del ejercicio la actividad de desarrollo de gas no convencional (*tight gas*)

de la formación Lajas, mediante actividad de fractura de pozos existentes y con perforación de nuevos pozos, correspondiente a la UTE Lajas, en asociación con Vale do Río Dolce.

- **Mendoza:** se actualizaron los modelos con la información obtenida el año anterior en el campo Llanquanelo y se continuó con la actividad de delineación y pruebas de producción en frío con la perforación de dos nuevos pozos en otras zonas del campo y en reservorios más profundos. Se completó la actividad de perforación prevista para el yacimiento Loma de la Mina con ocho nuevos pozos en distintas posiciones del bloque, se continuó con la perforación en Cerro Fortunoso con ocho pozos dirigidos, y se perforaron dos nuevos pozos en el Valle del Río Grande, obteniéndose en uno de ellos información necesaria para investigar petróleo no convencional en 2012. Para continuar con el desarrollo del campo Desfiladero Bayo se realizaron cinco pozos productores y tres conversiones en la zona Norte. También se perforaron cuatro pozos de reemplazo de inyectores y se realizaron cuatro conversiones en la zona de Desfiladero Bayo Infill, para comenzar a adecuar el campo a los niveles de inyectividad requeridos para el desarrollo planteado en este campo. En 2011 se perforaron siete pozos nuevos, de los cuales tres fueron pozos dirigidos correspondientes al Área de Reserva Chihuido de la Salina (dos en el yacimiento Chihuido la Salina Centro norte y uno en Chihuido La Salina Norte) y cuatro pozos horizontales, de los cuales dos fueron en el Área de Reserva El Portón. Como actividad de *work over* se realizaron 12 reparaciones, de las cuales cinco fueron en el yacimiento El Portón Sur (Área de Reserva El Portón), una en el yacimiento Chihuido La Salina Norte y cinco en el yacimiento Chihuido La Salina Centro Norte (Área de Reserva Chihuido La Salina). En Mendoza Norte se continuó con el proyecto de Vizcacheras Pinch Out con la perforación de 10 pozos, *work over* asociados y sus facilidades. En el área de La Ventana se repararon y reactivaron pozos.
- **Neuquén y Río Negro:** en el yacimiento El Medanita (100% propiedad de YPF), después de una campaña de perforación agresiva durante 2010 (en la región centro oeste), durante 2011 se realizó otra fuerte campaña de perforación incluyendo un nuevo piloto de inyección de agua (en la región suroeste). La actividad de perforación prevista para 2012 incluye la continuidad de un masivo desarrollo en toda la zona, y la terminación de la construcción de nuevas instalaciones que comenzó dos años atrás.
- **Chubut:** el proyecto de desarrollo Integral Manantiales Behr incluye los proyectos denominados El Alba, La Carolina, Grimbeek y Sur Manantiales. Posee actualmente 840 pozos perforados en producción de petróleo y 15 pozos en producción de gas libre; durante 2011 se perforaron 196 pozos, de los cuales se pueden identificar 87 pozos *infill* en el bloque de Grimbeek y 109 pozos de desarrollo distribuidos en los cuatro proyectos, con una inversión total de 283 millones de dólares para este período. El objetivo general de este nuevo proyecto es llegar a obtener un desarrollo integral de nuevas áreas, con la posibilidad de realizar un avance ordenado en construcción de pozos nuevos, implementar nuevos proyectos de recuperación asistida y acompañar el desarrollo con las correspondientes instalaciones de superficie en búsqueda de incrementar el factor de recobro del área. Dentro del área de reserva, el proyecto que cuenta con un mayor potencial de desarrollo por primaria es La Carolina, al que se suma un proyecto piloto de inyección de polímeros en Grimbeek II, la implementación de un proyecto de inyección de surfactantes en Sur Manantiales Behr y el potencial de perforación de pozos *infill* visualizado en algunas zonas.
- **Santa Cruz:** en 2011 se pusieron en marcha 13 proyectos de desarrollo integral a través de cuatro áreas de desarrollo (Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco), que comprenden una cartera total de 79 proyectos. Los principales proyectos integrales incluyen Cerro Grande, Maurek, Seco y León Los Perales. Han sido perforados 65 pozos en relación con estos proyectos, los cuales, incluidos los gastos de recursos asociados, representan una inversión total estimada de 154 millones de dólares.

Dentro del desarrollo de nuevos negocios de exploración y producción se pueden mencionar las tareas relacionadas con:

Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014: durante 2010 se firmaron convenios de colaboración con 12 provincias, en los cuales YPF asumió el compromiso de evaluar el potencial exploratorio de las cuencas sedimentarias. Las provincias firmantes fueron Entre Ríos, Formosa, Chaco, Santa Cruz, Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, San Juan, La Rioja, Salta, Misiones y Tucumán. Durante 2011 se han mantenido reuniones técnicas con representantes de esas provincias y se han concluido tres de las cuatro fases contempladas para el período 2010-2012, previéndose la entrega del informe con la identificación de oportunidades en el primer trimestre de 2012.

Dominio minero explotación: a partir de 2011 se otorga oficialmente la extensión por 10 años de 16 bloques de explotación en la provincia de Mendoza, con inversiones en exploración por 54 millones de dólares.

Nuevo dominio minero: hubo una importante participación de YPF en las Rondas de Licitación 2011 de las provincias de Chubut y Mendoza. Se espera por el cierre de las negociaciones de las áreas adjudicadas.

Expansión internacional

La actividad internacional tuvo como foco principal en 2011 la evaluación de oportunidades exploratorias en Sudamérica. En la actualidad, YPF participa en negociaciones en los siguientes países:

- **Colombia:** se ha negociado la entrada en cinco bloques: Catguas, Carboneras, COR12, COR14 y COR33. Los dos primeros lotes se encuentran en la cuenca de Catatumbo, mientras que los restantes se sitúan en la cuenca de Cordillera Oriental. En la actualidad, se está a la espera de las aprobaciones de los organismos estatales competentes. La participación de YPF varía entre el 10 y el 60%, y sería operador en cuatro bloques. El área total del nuevo dominio minero es de 3.398 km². La actividad exploratoria que se debe realizar en los próximos dos años consiste en la adquisición de 180 kilómetros de sísmica 2D y de 50 km² de sísmica 3D, más la perforación de dos sondeos con objetivos no convencionales.
- **Perú:** se espera la firma por parte del gobierno peruano de los lotes 180,182 y 184 de la cuenca de Huallaga, y 176 de la cuenca de Ucayali. En todos los casos YPF tiene una participación del 25% en el consorcio formado con Repsol (operador, 25%) y Ecopetrol (50%).
- **Paraguay:** en septiembre de 2011, YPF recibió la adjudicación del permiso de prospección Manduvira. Este permiso está ubicado en el ámbito de la cuenca de Chacoparaná.
- **Uruguay:** con fecha 30 de mayo de 2011, el Comité de Dirección de YPF autorizó la firma de un contrato de prospección con la ANCAP y la constitución de una sociedad de YPF en Uruguay. El área está ubicada onshore, en la cuenca de Chacoparaná. YPF participa también offshore en las áreas 3 y 4 de la cuenca de Punta del Este, siendo operador de una de estas áreas.
- **Chile:** durante 2011 YPF fue declarada ganadora de los bloques onshore San Sebastián (40%) y Mazarri/Lago Mercedes (50%).

Áreas no operadas

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Sipepetrol (en el que YPF tiene una participación del 50%) y ubicado en el offshore del Estrecho de Magallanes. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, cuando comenzó a producir al 30% de su capacidad. Esta situación se mantuvo durante 2011. La puesta en marcha de las plataformas AM-2, AM-3 y AM-6 se realizó con éxito el 22 de diciembre de 2011 y queda por completar la conexión de la AM-1 al TurboCompresor 200 (TC200), ubicado en la AM-2. La producción ascendió a un promedio de 800 metros cúbicos por día de crudo y 1,8 Mm³/d de gas. Cuando se ponga en marcha este equipo se incorporará la plataforma AM-1 con un aporte adicional de 600.000 metros cúbicos al día de gas y aproximadamente 60 metros cúbicos al día de crudo.

En Aguada Pichana, operado por Total Austral y en el que YPF tiene una participación del 27,27%, se delineó y desarrolló el proyecto Las Cárceles. Se registró la sísmica 3D en las Cárceles Oeste a finales de diciembre de 2011 y se comenzó con la interpretación. Se perforó el pozo exploratorio AP.xp-1001 con objetivo *shale gas* en Vaca Muerta (primer pozo *shale* de la UTE) y se encuentra en espera de terminación.

En el bloque CNQ 7A, operado por Pluspetrol, en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. Se inició en diciembre 2011 la inyección en el proyecto piloto de inyección de polímeros en Yacimiento El Corcobo Norte.

Los pozos exploratorios JCPE-x1 / JCPE-x2 fueron perforados en 2011 resultando exitosos económicamente.

Estados Unidos

El campo Neptune estabilizó su producción en 10.000 bbl/día por más de seis meses consecutivos.

A pesar de la falta de nuevas perforaciones, las respuestas satisfactorias del reservorio permitieron incorporar hasta 3,5 Mbbl (*gross*) de reservas probadas, obteniendo un ratio de reemplazo de más del 80%.

El consorcio del campo Neptuno aprobó el desarrollo del pozo SA01ST1 en la locación W2 de dicho campo, de acuerdo a lo propuesto por el equipo técnico de Maxus E&P.

Debido a la falta de perforación de nuevos pozos en 2011, la producción resultó significativamente más baja que el pronóstico original, en más de 1,5 Mbbl. De todos modos, los mayores precios relativos del crudo compensarán parcialmente el déficit.

El comité de Maxus aprobó la extensión de 35 bloques exploratorios que le permitirán en un futuro a la compañía desarrollar nuevas oportunidades de negocio.

Gas natural

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 12.280 millones de metros cúbicos en 2011, lo que representa un descenso aproximado del 5,5% respecto a los volúmenes comercializados en 2010. La disminución más relevante de las ventas se produjo en el segmento de industrias. En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó alrededor del 30%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 4,4% respecto al año anterior, especialmente por la disminución del volumen en los segmentos menos rentables.

Dentro del programa impulsado por el gobierno argentino, durante todo el año operó el barco regasificador de GNL ubicado en Bahía Blanca, lo que permitió incorporar al sistema 2.222 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 23% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.218 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 8 Mm³/d, aproximadamente.

Tanto en abril como en diciembre de 2011, YPF llevó a cabo trabajos de adecuación y mejora en las instalaciones de Bahía Blanca, logrando incrementar la capacidad de inyección de gas natural desde 10 hasta 12,5 millones de metros cúbicos al día en abril, y posteriormente hasta 14,5 millones de metros cúbicos al día. Se espera que los trabajos de mejora permitan incrementar la inyección de gas natural hasta 17 millones de metros cúbicos al día en abril de 2012.

Por otra parte, la UTE Escobar (participada al 50% por Enarsa e YPF), con YPF como operador, finalizó el ejercicio con los trabajos de desarrollo, construcción y puesta en operación de la terminal GNL Escobar.

Esta terminal está siendo operada por YPF y regasifica el GNL a través de un barco con capacidad para regasificar 17 millones de metros cúbicos al día y almacenar 151.000 metros cúbicos de GNL. Desde su puesta en marcha en mayo de 2011, esta terminal ha regasificado 1.375 millones de metros cúbicos.

ENARSA e YPF se han asociado bajo la forma de UTE con el objeto de llevar a cabo de forma conjunta la ejecución y explotación del proyecto GNL Cuatrerros. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto estará ubicado en Bahía Blanca y se encuentra en su fase de desarrollo.

Refino, logística y marketing

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huincul (en Neuquén). La Plata tiene una capacidad de destilación de 189.000 barriles por día y una capacidad de conversión de 119.000 barriles diarios; Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de destilación de 105.500 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huincul tiene una capacidad de destilación de 25.000 barriles por día. Además, la refinería La Plata cuenta con una planta de elaboración de lubricantes con una capacidad de 860 metros cúbicos por día de bases terminadas.

La actividad logística de crudos se realiza a través de tres empresas con participación accionaria de YPF (Oldelval, Termap y Oil Tanking Ebytem), buques contratados y dos oleoductos propios (Puesto Hernández-Luján de Cuyo y Puerto Rosales-La Plata). La logística de los productos se realiza fundamentalmente a través de dos poliductos propios (Luján de Cuyo-San Lorenzo-La Matanza y La Plata-La Matanza), tres puertos de carga, 12 buques tanques, ocho barcasas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.600 camiones.

Además, tiene el 50% de participación en Refinor, empresa que refina, transporta y comercializa combustibles (70 estaciones de servicio, 35 teniendo en cuenta el 50% de participación de YPF) y derivados en el noroeste argentino.

Las refinerías de YPF procesaron 45,2 miles de metros cúbicos al día en 2011, lo que supone un descenso del 4,2% en comparación con 2010. Esta disminución se debió principalmente a los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge durante el primer semestre, a la baja disponibilidad de crudo neuquino y a los paros programados de unidades.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2011 se mantuvieron altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios.

Conforme a los últimos estudios de benchmarking, los estándares de mantenimiento y disponibilidad mecánica de las unidades de Refino YPF están entre los mejores en su tipo a nivel mundial. Se optimizó la carga y, por tanto, la utilización de las unidades de conversión, permitiendo que la producción de gasolinas para el mercado interno ascienda a 3,7 millones de metros cúbicos, implicando un incremento del 8,8% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

En 2011 se continuó con el posicionamiento de YPF en la comercialización de IFO (bunker naval). El desarrollo logístico realizado posicionó a YPF como uno de los primeros suministradores de la zona e incrementó su cuota de mercado desde el 14% de 2007 al 41,4% en 2011.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2011:

	Destilación primaria	Ratio de conversión ⁽²⁾	Lubricantes
Capacidad de refino ⁽¹⁾	kbb/d	%	Miles de toneladas por año
Argentina			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	–
Plaza Huincul	25	–	–
Refinor ⁽³⁾	13	–	–
TOTAL ⁽⁴⁾	333	74	256

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de integración en los estados financieros del Grupo Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, excepto Refinor (50%).

⁽²⁾ Expresado como el ratio de la capacidad equivalente de FCC en relación con la capacidad primaria de destilación.

⁽³⁾ Total de capacidad primaria de destilación: 26.100 barriles por día.

⁽⁴⁾ Se refiere a la capacidad total de destilación de YPF en Argentina (tres refinerías de YPF, más la participación en la refinería de Refinor).

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de YPF atendiendo a sus principales productos:

	A 31 DE DICIEMBRE	
Millones de toneladas	2011	2010
Materia prima procesada		
Crudo	14,3	15,4
Otras materias primas	0,4	0,4
TOTAL	14,7	15,8

	A 31 DE DICIEMBRE	
Miles de toneladas	2011	2010
Producción de refino:		
Destilados intermedios	7.013	7.067
Gasolina	3.711	3.762
Fuelóleo	914	1.440
GLP	620	674
Asfaltos	221	205
Lubricantes	165	181
Otros (excepto petroquímicos)	1.008	936
TOTAL	13.652	14.264

La utilización de la capacidad de refino fue aproximadamente del 89%, comparada con el 93,2% en 2010.

La actividad logística aumentó un 3% respecto al año anterior, y se obtuvieron altos niveles de ocupación en el uso de ductos, terminales y puertos, así como en el transporte por carretera y en el marítimo y fluvial.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 396 millones de euros en 2011, lo que supone un incremento del 42% respecto al año anterior (148 millones de euros).

Según lo estipulado en la Ley 26.093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con bioetanol y gasóleo con biodiésel (FAME). Para tal fin se finalizaron las obras para adecuar la infraestructura de las plantas a la recepción de FAME en las terminales San Lorenzo y Dock Sud, y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesamiento de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo, La Matanza y La Plata, encontrándose en construcción en las terminales Barranqueras, Villa Mercedes y Junín.

Actualmente, continúan las inversiones para la construcción de instalaciones de recepción de bioetanol para la mezcla de gasolinas, y de FAME para la mezcla con gasóleo en las restantes terminales de despacho, así como para la ampliación de la capacidad de transporte del oleoducto Puesto Hernández al complejo industrial Luján de Cuyo.

Asimismo, se ha puesto en marcha la automatización en las terminales Monte Cristo, Luján de Cuyo, San Lorenzo, La Matanza, La Plata y Barranqueras, continuando con el cronograma para las restantes plantas. También se han aprobado las inversiones necesarias para la construcción de tanques que permitirán reforzar la logística y satisfacer la demanda del mercado.

Debido a los cambios en la cesta de crudos disponibles en el mercado interno (crudos mas ácidos, mayor contenido de sólidos) se ha continuado con el plan inversor en el parque refinador incorporando nuevos equipos de procesos y una mejora en la metalurgia de las instalaciones.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la calidad de los combustibles, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrotreatmento de gasóleo y gasolinas.

En la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrotreatmento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 10 partes por millón (ppm) de azufre. Adicionalmente, se inició la construcción de la nueva unidad de Coque "A", que aumentará la capacidad de procesamiento aproximadamente en un 70%.

En la refinería Luján de Cuyo se ha avanzado con la instalación de una planta de hidrotreatmento de gasóleo de 2.640 metros cúbicos por día y la construcción y montaje de una nueva unidad de hidrotreatmento de gasolina.

Tanto en la refinería de La Plata como en la de Luján de Cuyo se ha puesto en servicio un sistema de compresión que permite recuperar parte de los gases que se enviaban a la antorcha para ser usados como fuel gas en hornos y calderas. En el caso de Luján de Cuyo, la recuperación diaria equivale a 76.800 metros cúbicos normales por día de fuel gas y el caso de La Plata, la recuperación diaria equivale a 130.000 metros cúbicos normales de fuel gas. También implica una mejora medioambiental significativa, ya que se reduce la emisión de CO2. El proyecto de La Plata se ha convertido en el primero en calificar como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) dentro de la compañía, y el de Luján de Cuyo está en proceso de calificación por Naciones Unidas.

Durante 2011 empezó un plan de inversiones para aumentar la capacidad de almacenamiento, segregación y despacho de combustibles para todo el país e incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo en las refinerías. Esta obra permite incrementar la capacidad de almacenamiento en 160 miles de metros cúbicos de gasóleo, 50 miles de metros cúbicos de gasolinas y 180 miles de metros cúbicos de crudo.

Comercialmente, YPF atiende a distintos segmentos del negocio (retail, agro, industria), para lo cual cuenta con una red de 1.557 puntos de venta en todo el país, permitiendo que la compañía tenga una cuota de mercado superior al 57% en el conjunto de gasolinas y gasóleos.

A través de la sociedad Opessa (100% de participación), gestión en forma directa 181 estaciones de servicio, cuya venta de combustible representa el 16,6% de las realizadas por el segmento Retail.

En el campo de las tiendas de conveniencia, en toda la red se expande el modelo Full y Full Express (modelo más simplificado), con 359 y 29 puntos de venta, respectivamente, a nivel país incluyendo a la red propia y a los franquiciados.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, durante 2011 el plan de mejoras de imagen se implantó en 80 estaciones de servicio. En octubre se inauguró la primera estación hito de la Red YPF “Nordelta”, que incorpora nuevas tecnologías (etiquetas digitales, televisión corporativa...).

Para la atención del segmento Agrícola, se cuenta con nueve bases diésel propias distribuidas en Argentina, identificadas como “YPF Directos”, constituyendo un sistema integral de venta que consolidó la participación de la compañía en un sector vital para el desarrollo de la economía del país y en pleno crecimiento.

A través de dichas bases se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago, entre otros, granos de cereales (fundamentalmente soja), que procesadas, producen harinas y aceite que se comercializan fundamentalmente en el mercado externo. En este orden, en materia de canje de granos, durante 2011 se alcanzó un volumen en operaciones pactadas mayor a 850.000 toneladas.

En el caso del aceite, una parte se destinó a la producción de FAME, producto que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (a diciembre de 2011 el porcentaje de FAME incorporado en el gasóleo es del 7%).

En la sinergia con Química, se comenzó a comercializar un nuevo producto identificado como FS Glifosato II, formulado y producido internamente.

En materia de Minería se han firmado 20 acuerdos comerciales para el abastecimiento de gasóleo y/o lubricantes a distintas compañías mineras a lo largo del país. Para mejorar la atención a este segmento, se inauguraron dos bases propias identificadas como YPF Minero Valles (provincia de Salta) e YPF Montecristo (provincia de Córdoba) y se está trabajando en el análisis de dos nuevas en Quilla (provincia de Santa Cruz) y Albardón (provincia de San Juan).

Durante 2011, la compañía lideró el posicionamiento de la gasolina de mayor calidad (grado 3) “N-Premium”, habiendo alcanzado una cuota de mercado del 63,9% y mejorado el mix sobre naftas al 29,2% respecto al 22,6% existente el año anterior.

En gasóleo, se ha impulsado fuertemente la venta del producto *Premium* de bajo contenido de azufre (D-Euro), recomendado para todos los motores de alta gama, alcanzando una cuota de mercado del 62,9% en el segmento Retail y un mix en dicho canal del 18,5 % respecto al 9,7 % de 2010.

Esta estrategia permitió destinar a los canales de industria, transporte y agro una porción mayor del gasóleo Ultradiesel, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de dicho producto.

En materia de lubricantes, el desempeño de la línea Alta gama livianos representada por el Elaión (producto de alta *performance* para automóviles livianos) fue positiva respecto al año anterior, con un aumento del 12,5% de los volúmenes comercializados.

A finales de 2011, ante las necesidades de un mercado cada vez más exigente, se desarrolló una nueva línea de productos especialmente diseñados para proteger los motores sin importar el tipo de combustibles utilizado, aplicando en la formulación la tecnología Flexlub con compuestos innovadores capaces de neutralizar la acción de los contaminantes y garantizando la limpieza del motor.

Durante 2011 se lograron superar los volúmenes comercializados el año anterior en un 13% de la línea Alta gama pesados, lubricantes premium para motores diésel pesados representados por la serie Extravida que responden a las más elevadas normas de calidad.

En el presente año, YPF lanzó la primera línea de productos para el cuidado del automotor, identificada como “Obsesión” y compuesta por una familia de productos bajo un mismo y único concepto, con un paquete moderno y atractivo, y con una imagen tratada como la de un producto cosmético, incluyendo anticongelantes, refrigerantes, anticorrosivos, líquidos para frenos, líquidos limpiaparabrisas, lavacoches, cera brillo final, renovadores de siliconas, limpia tapizados, limpia motores, aromatizadores y lubricante multipropósito.

En Comercial, las principales líneas estratégicas se orientan a adaptar la gestión hacia un entorno competitivo, posicionando y potenciando los productos o servicios de mayor valor agregado y estudiando nuevas alternativas de negocios.

Se potenciará el crecimiento internacional incorporando a la comercialización de lubricantes en Brasil la constitución de una sociedad propia para el abastecimiento en el territorio chileno de lubricantes de todo tipo y combustibles para el mercado aeronáutico.

Química

El negocio de Química desarrolla su actividad productiva en los complejos industriales de Ensenada, integrada con la refinería La Plata, y en el complejo industrial Plaza Huincul, que integra la refinería Plaza Huincul y el complejo Metanol. Asimismo, YPF realiza actividad química en el complejo Bahía Blanca a través de su participada Profertil.

Estos complejos industriales cuentan con una capacidad de producción total superior a los 2 millones de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, solventes, biodiésel, agroquímicos y fertilizantes, entre otros.

Durante 2011 continuó la recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada hacia finales de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un nivel de demanda presionando sobre la oferta.

El margen de aromáticos fue levemente superior al de 2010. Esto se debió a que el mix de aromáticos tuvo incrementos del 34% sobrepasando el de la gasolina virgen, que rondó un 31%. La mejora de los aromáticos obedece a un excelente comportamiento de la cadena de valor de los xilenos (que se incrementó en casi un 40%).

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 12,8% respecto al año anterior. El principal motor de este aumento fueron las ventas de metanol al segmento de producción de biodiésel, representando un 46% para este producto.

En 2011 continuó la construcción y montaje del proyecto de la nueva unidad de Reformación con Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrot ratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

En abril Profertil inició la construcción de una nueva planta de almacenaje en Puerto General San Martín (Provincia de Santa Fé) con una capacidad de almacenamiento de 200.000 toneladas de fertilizantes. La inversión total estimada asciende a 45 millones de euros.

La siguiente tabla muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos:

Capacidad	Toneladas por año
Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
Olefinas y Derivados	
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
Oxoalcoholes	35.000
TAME	105.000
LAB/LAS	
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos	
PIB	26.000
Maleic	
Anhídrido Maleico	17.500

Plaza Huincul:	
Metanol	411.000
Bahía Blanca	
Ammonia/Urea	933.000

Inversiones

Las inversiones de explotación alcanzaron los 2.182 millones de euros, frente a los 1.537 millones del ejercicio anterior. Cerca del 69% de este desembolso se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% financió proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

Gas Natural Fenosa

Resultados

A 31 de diciembre de 2011, Repsol poseía el 30% del Grupo Gas Natural Fenosa, que consolidada por integración proporcional. El resultado operativo aportado por dicho grupo ascendió a 887 millones de euros en 2011, un 0,7% superior al resultado del año anterior, en el que aportó 881 millones de euros.

A pesar de unas menores plusvalías contabilizadas por venta de activos con respecto a 2010, el resultado operativo se mantiene entre ambos ejercicios. Esta evolución se explica por la mejora de la actividad de distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas que se compensan con los menores resultados de la comercialización de electricidad en España, de distribución de electricidad en Latinoamérica y la ausencia de resultados de los activos desinvertidos durante 2010 y 2011.

Los resultados obtenidos ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de Gas Natural Fenosa, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas

España

El negocio en este país incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, Gas Natural Fenosa se comprometió a desinvertir determinados activos de distribución de gas.

En este sentido, el 30 de abril de 2010 se materializó la venta de activos de distribución de gas en baja presión correspondiente a 507.726 puntos de suministro y 3.491 kilómetros de redes de distribución, y siguiendo con los compromisos con la CNC por la compra de Unión Fenosa, el 30 de junio de 2011 se cerró la venta de otros 304.456 puntos de suministro de gas natural, con un consumo de 1.439 GWh en la Comunidad de Madrid que han sido adquiridos por el Grupo Madrileña Red de Gas.

En 2011, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 201.231 GWh, con un descenso del 2,9% respecto al año anterior.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución y el número de puntos de suministro, si bien hay que tener en cuenta que las cifras se ven afectadas por las desinversiones que se han realizado.

Al cierre del ejercicio, la red de distribución de gas alcanzó los 43.871 kilómetros, con un descenso del 2,4%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.050.000, un 4,2% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la CNC en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2011, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 5.882.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 217.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 108.000 puntos de suministro.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (gas y servicios de acceso de terceros a la red) ascendieron a 191.031 GWh, con un descenso del 5% respecto a las registradas el año anterior. Esta leve reducción es consecuencia principalmente de las menores ventas al sector de generación eléctrica en Brasil, al haber permanecido las reservas de agua de 2011 en niveles muy superiores a las de 2010 y, por lo tanto, han demandado menos gas natural.

La red de distribución de gas se incrementó en 1.339 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 65.831 kilómetros a finales de diciembre de 2011, con un crecimiento del 2,1%.

Italia

El negocio en este país incluye los servicios de acceso de terceros a la red (ATR) y las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa alcanzó en Italia la cifra de 440.297 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 4,3% respecto al 31 de diciembre de 2010.

La actividad de distribución de gas se situó en los 3.578 GWh, con un aumento del 5,6% respecto a la del año 2010. La red de distribución se incrementó en 887 kilómetros y alcanzó los 6.736 kilómetros al cierre del ejercicio.

Distribución de electricidad

España

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. Los puntos de suministro de electricidad experimentaron un ligero incremento del 0,8% en 2011, hasta alcanzar la cifra de 3.748.000.

En 2011 la energía suministrada disminuyó un 1,6%, hasta los 33.916 GWh, recogiendo la disminución del consumo que se ha puesto de manifiesto en todo el ámbito nacional y que es consecuencia del entorno económico y de la climatología de los últimos meses del año, con temperaturas más suaves.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa acordó con el fondo de inversión británico Actis la venta de sus participaciones en las distribuidoras DEORSA y DEOCSA, responsables de la distribución eléctrica en Guatemala, así como sus participaciones en otras sociedades con actividades energéticas en el país. Como consecuencia de esta desinversión, el negocio de distribución de electricidad en Guatemala sólo contribuye al resultado durante los cinco primeros meses del año.

Las ventas de actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 17.706 GWh, con un descenso moderado del 1,6%, a pesar de la desinversión en Guatemala, y la cifra de clientes registró un descenso del 27,3%.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en este país consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

La demanda de energía eléctrica en el ámbito de distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia se incrementó un 3,3% y los puntos de suministro, que se situaron en 819.506, también aumentaron respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad se cifraron en 2.445 GWh.

Electricidad

España

Este negocio incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español, el suministro de electricidad a tarifa de último recurso y el trading de electricidad en mercados mayoristas.

En 2011, la demanda eléctrica peninsular disminuyó un 2,1% respecto al año anterior. Corregido este valor de los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda descendió un 1,2%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.081 GWh durante 2011, de los cuales 35.701 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.380 GWh, a la generación en Régimen Especial. Respecto al año anterior, presenta una disminución del 0,7% en su conjunto, un descenso del 0,3% en el Régimen Ordinario y del 5,9% en el Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2011 se situó en el 20,8%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica alcanzó 2.892 GWh, con un descenso respecto a 2010 del 39,1% como consecuencia de un año muy seco desde el punto de vista hidrológico. La generación de electricidad con ciclos combinados en 2011 alcanzó 23.967 GWh, una cifra inferior a la registrada el año anterior. La producción nuclear registró un leve aumento respecto a la de 2010. La entrada en vigor del Real Decreto de Garantía de Suministro ha supuesto para Gas Natural Fenosa que los grupos de carbón nacional, afectados por dicho Real Decreto, funcionasen de manera continuada, con una producción de 4.464 GWh, frente a los 772 GWh en 2010.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad se cifraron en 35.905 GWh.

Latinoamérica

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

La energía generada en Latinoamérica fue de 17.506 GWh en 2011, inferior a la del ejercicio anterior fundamentalmente por los descensos en México, cuya producción se vio afectada por la venta de los ciclos realizada durante 2010.

Kenia

Incluye la generación de electricidad en este país. En 2011, la producción con fuel en Kenia alcanzó los 767 GWh, una cifra muy superior a la registrada en 2010 debido a la alta demanda de producción térmica en Kenia, fruto de un año muy seco desde un punto de vista hidráulico y, consecuentemente, la disminución de los niveles de agua embalsada.

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 111.855 GWh, un 1,9% superior al del año anterior. De esta cifra, 80.569 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 31.286 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 7,7%.

En relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde la compañía participa con un 24%, se están estudiando alternativas de desarrollo para el primer sondeo.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanzó los 169.204 GWh, con un descenso del 8,4% respecto al año anterior, fundamentalmente por una menor comercialización a clientes residenciales debido a las desinversiones efectuadas. El aprovisionamiento a terceros en el mercado español se situó en 67.698 GWh tras un aumento del 2,4%.

El suministro al mercado internacional aumentó notablemente, hasta 71.733 GWh, lo que supone un incremento del 30,9%.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 56.937 GWh, lo que supone un descenso del 4,3% respecto al año anterior. Adicionalmente, se gestionó una energía de 26.503 GWh en operaciones de ventas internacionales.

Inversiones

Las inversiones de explotación del Grupo Repsol correspondientes a su participación en Gas Natural Fenosa alcanzaron los 582 millones de euros durante el ejercicio, frente a los 463 millones de 2010.

Gas Natural Fenosa destinó la parte más significativa de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad.

España sigue siendo el principal destinatario de la inversión. México y Colombia se mantienen como los principales focos de inversión en Latinoamérica.

Áreas corporativas

Gestión de personas

Al cierre de 2011, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 46.575 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 39.622 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (43%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Perú (9%), Portugal (3,1%), Ecuador (2,3%) y Uruguay (2%). El 48% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 39%, en YPF; el 7% en Upstream y GNL, y el 6%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 44%, a técnicos; el 3%, a administrativos; y el 46%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 88% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

Durante 2011 y con objeto de adaptar la organización al nivel actual de implementación del Plan Estratégico y dotar de mayor eficacia a la gestión de la compañía, se reorganizó su primer nivel con la creación de la Dirección General Económico Financiera y de Empresas Participadas (que incorpora el control de las sociedades participadas YPF y Gas Natural Fenosa, y las responsabilidades de la Dirección Corporativa de Medios a las responsabilidades de la anterior Dirección General Económico Financiera), así como la dependencia directa del Presidente Ejecutivo de las Direcciones Generales de Upstream y Downstream.

Para garantizar la consolidación y el crecimiento de Repsol en los países donde opera la compañía, se decidió adaptar el modelo organizativo reforzando el rol del responsable del país y, con él, la visión global de la compañía a nivel local.

En el ámbito de los negocios, los principales cambios han sido la organización de Repsol Sinopec Brasil, definida según el nuevo esquema societario, y la creación de Repsol Nuevas Energías UK.

Diversidad y conciliación

El Comité de Diversidad y Conciliación ha continuado trabajando en 2011 en la incorporación de medidas específicas para seguir impulsando la diversidad y la conciliación, a través de equipos multidisciplinares que proponen y fomentan la implantación de iniciativas innovadoras de conciliación, como el teletrabajo, la integración de personas con discapacidad, la flexibilidad de la jornada laboral, la adaptación de las instalaciones y la gestión del tiempo, entre otras.

El teletrabajo ha sido ratificado como una medida de conciliación muy valorada internamente, como se refleja en los resultados de un estudio que ha recogido las opiniones de 2.538 empleados. Tanto los teletrabajadores como sus jefes, compañeros y directivos de la compañía ponen de manifiesto cómo la confianza que el jefe deposita en el teletrabajador influye positivamente en su implicación, motivación y productividad. El programa se ha extendido en 2011 a complejos industriales y delegaciones comerciales en España. Al cierre del ejercicio, un total de 818 personas están adheridas al programa en todo el mundo, lo que demuestra que se trata de una medida de conciliación cada vez más normalizada, clave para la retención y atracción del talento.

Otra de las líneas de actuación tiene como objetivo que los trabajadores de Repsol puedan desempeñar su trabajo con flexibilidad, de forma que pueden adaptar su jornada de trabajo a sus necesidades, siempre que su actividad laboral lo permita y de acuerdo a los usos, costumbres y restricciones que se establezcan en cada país o área geográfica.

Se incluye dentro del concepto jornada laboral flexible a las diferentes fórmulas de redistribución de la misma, bien sea en cómputo diario, semanal/mensual o estacional.

Por otro lado, y adaptándose en cualquier caso a los usos y costumbres de cada país o área geográfica, se establecen los siguientes permisos retribuidos:

- Permiso por maternidad: permite disponer de un permiso de maternidad o licencia pagada con ocasión del parto con una duración mínima de 12 semanas.
- Permiso por lactancia de hijo: las trabajadoras dispondrán en caso de maternidad, siempre que la licencia por maternidad sea inferior a 6 meses, de un permiso pagado por lactancia de una hora diaria de duración, que se prolongará durante los tres meses siguientes a su retorno del permiso legal de maternidad. Este permiso es fraccionable en dos medias horas diarias de ausencia o acumulables en un solo periodo de ocho días laborables completos.
- Permiso por paternidad: los trabajadores dispondrán de un permiso de paternidad o licencia pagada con ocasión del parto con una duración mínima de tres días laborables.
- Permiso por fallecimiento de familiar hasta segundo grado: los trabajadores y trabajadoras dispondrán en caso de fallecimiento de familiares de una licencia pagada de tres días laborables, o cinco si fuera preciso su desplazamiento.
- Permiso por matrimonio: los trabajadores y trabajadoras dispondrán de un permiso o licencia pagada con ocasión del matrimonio o registro oficial como pareja conviviente, con una duración mínima de cinco días laborables.

Estas medidas superan la legislación en la mayoría de los países donde Repsol está presente. En el caso de España, todos los empleados disponen de las siguientes mejoras:

- Se aumenta la edad del menor a 12 años para la reducción de jornada por razones familiares.
- Se equipara la pareja de hecho al matrimonio a todos los efectos, incluido el permiso de 15 días en caso de constitución de pareja de hecho.

El VI Acuerdo Marco de España incorpora la ampliación horaria de entrada y la posibilidad de disminución del descanso dedicado a comida, con el fin de anticipar la hora de salida. Además, permite compatibilizar la reducción de jornada con el teletrabajo.

Asimismo, se promueve la eficiencia de la gestión del tiempo a través de diferentes iniciativas como la difusión de una guía interactiva para el buen uso del correo electrónico y la gestión eficiente de reuniones. El interactivo de la guía ha sido realizado por 9.362 empleados.

En el marco de la igualdad de oportunidades, en Repsol consideramos la diversidad como un elemento enriquecedor que estimula la innovación y la creatividad. En este sentido el Programa de Integración de personas con capacidades diferentes es quizá el más conocido y reconocido externamente.

El programa se inició en el año 2005 en España y su implantación progresiva ha configurado una nueva realidad en Repsol, que cuenta ya con un total de 578 trabajadores con capacidades diferentes; 400 mediante contratación directa y otros 178 mediante medidas alternativas en España (el 3,2% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Adicionalmente, trabajan 65 personas con capacidades diferentes en Argentina, 24 en Ecuador, 24 en Perú y 14 en Portugal. El 20% ocupan puestos técnicos.

En 2011 se ha realizado un importante esfuerzo por favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial y se han continuado realizando acciones de sensibilización. Han participado 6.502 personas en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía.

Repsol tiene establecidos acuerdos con distintas organizaciones, asociaciones y fundaciones, que asesoran a la compañía en temas de discapacidad y con las que se trabaja en estrecha colaboración desde los inicios del Programa. Entre ellas, destaca en España el Convenio Marco de Cooperación entre Repsol, ONCE y sus respectivas fundaciones, con actuaciones orientadas al desarrollo y potenciación de la integración y normalización social de las personas con discapacidad.

Durante 2011, Repsol Perú ha recibido el distintivo "Empresa Socialmente Responsable" (ESR) como reconocimiento a su gestión responsable como parte de la cultura y estrategia de negocio.

El Gobierno Provincial de Pichincha otorgó a Repsol Ecuador el reconocimiento "General Rumiñahui" por su trabajo socialmente responsable y comprometido con la ciudadanía en la categoría de "multinacionales grandes" y con mención de honor a las buenas prácticas de "Apoyo a la comunidad y voluntariado corporativo" e "Inclusión laboral de personas con discapacidad".

Además, por segundo año consecutivo, la Fundación Proyecto Padres en Argentina ha concedido a YPF una mención de honor del premio "Hacia una empresa familiarmente responsable".

En enero de 2011, Repsol obtuvo el Ability Award a la Mejor Gran Empresa Privada. Este premio, entregado en presencia de la Reina Doña Sofía, reconoce públicamente a aquellas empresas e instituciones españolas que desarrollan modelos de negocio sostenibles y que integran la discapacidad en su cadena de valor, ya sea con empleados, proveedores o clientes.

Repsol YPF, S.A es una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa. Éste está promovido por el Gobierno de España y se concede a las entidades que destacan de forma relevante y especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores.

En el mes de octubre se abrió un nuevo Programa de Servicios Asistenciales dirigido a todos los empleados fijos y temporales en España, así como a sus familiares (cónyuge o pareja de hecho, hijos, suegros, padres y abuelos) con el objetivo de apoyarles en sus problemas de salud. Entre los servicios ofrecidos se encuentran algunos como el de ayuda a domicilio, a personas mayores, tratamientos especializados, teleasistencia para mayores dependientes o menores a cargo entre otros.

El programa pone a disposición de todos ellos una bolsa de sesiones/servicios gratuitos que pueden disfrutar en sus domicilios en caso de enfermedad propia o de un familiar (psicólogo, enfermero, fisioterapeuta), telefarmacia, profesor particular para hijos en situación de convalecencia, etc.

Encuesta del clima 2011

Durante el año 2011 se realizó la tercera encuesta de clima dirigida a todos los empleados fijos de la compañía (exceptuando a YPF). La participación final de este estudio fue del 82%. Los aspectos que mejor puntuación han obtenido son: proyecto de empresa, temas relacionados con la atracción de Repsol como empleador y diversidad y conciliación.

Se han generado cerca de 500 informes de resultados para satisfacer las necesidades de información demandadas por las distintas direcciones. En todos los informes siempre se ha velado por la confidencialidad.

Durante el año 2011 se han comunicado los resultados a todos los empleados. También durante este periodo, comenzaron a realizarse talleres de identificación de causas, los cuales finalizarán en el primer trimestre de 2012. Estos análisis están ayudando a la definición de acciones de mejora más eficientes.

Dichas acciones se integran en los planes anuales de personas y en los planes de acción de los distintos negocios. Por otro lado, a nivel global, la compañía ha definido unas líneas de acción transversales que serán trabajadas durante todo el año.

Inicio del proceso de cambio cultural

Durante este año 2011, la compañía ha iniciado un proceso de cambio cultural que está implicando una evolución en las formas de trabajar y en la gestión de las personas.

En este sentido, el rol del jefe es vital como transmisor de esta nueva cultura y difusor de los valores que Repsol está poniendo en relieve: la responsabilidad, la transparencia, la innovación, la colaboración o el trabajo en equipo y la igualdad de oportunidades.

Uno de los proyectos más relevantes que ayuda a la implantación del cambio es la construcción de la nueva sede corporativa. El proyecto del nuevo Campus está ayudando a convertir en realidad las nuevas formas de trabajar. El edificio está concebido desde el punto de vista espacial para favorecer estas nuevas maneras, a partir del trabajo en áreas abiertas, la integración de personas de diferentes áreas y negocios en un mismo espacio, la dotación de las mejores tecnologías para favorecer la productividad y la comunicación y la flexibilización de la jornada laboral entre otros aspectos.

La atracción de los mejores

En un entorno laboral complejo, Repsol ha seguido apostando por la implantación de programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar y garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

En este sentido, destacan las acciones realizadas para la captación y desarrollo de talento joven a través de los másteres para los perfiles técnicos del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) que en 2011 están cursando 85 profesionales de diferentes países, así como para la contratación de perfiles de gestión a través del Plan de Nuevos Profesionales mediante el cual se incorporaron en el ejercicio 35 personas. El compromiso de la empresa con este colectivo de jóvenes profesionales se está reforzando en 2012, año en el que ha arrancado el nuevo Master de Repsol en Gestión de la Energía.

En 2011 se estableció una estrategia de marketing de empleo específica para el proyecto de captación y retención de talento en áreas industriales. No sólo se ha participado en ferias de empleo, foros y seminarios en poblaciones cercanas a los complejos industriales, incrementando la presencia en universidades de dichas poblaciones, sino que también se han realizado varios procesos de selección en estas áreas de influencia. Cabe destacar en este contexto que, de acuerdo al compromiso de las áreas industriales de la compañía con la incorporación de personas con capacidades diferentes, en este año se han seleccionado nueve personas con estas características para realizar los cursos de operador de planta química en los distintos complejos.

A lo largo del ejercicio se firmaron 16 nuevos convenios de cooperación educativa con nuevas universidades y centros académicos docentes, incorporándose a la organización 365 nuevos becarios. Para este colectivo, se ha optimizado el programa de formación Plan Impulsa, beneficiándose ciertos estudiantes en prácticas de titulación superior de formación online en idiomas y en competencias genéricas, así como de la posibilidad de asistir a conferencias sobre distintas áreas de la compañía en la que desempeñan su actividad.

Se ha acometido una importante mejora del Canal de Empleo en repsol.com. Entre otras cosas, se ha diseñado una nueva *home*, incluyendo nuevos vídeos que dotan a la página de mayor dinamismo. También se han redefinido los contenidos, resultando más clara y accesible la información, así como las ofertas de empleo. El Canal de Empleo ha obtenido la mayor puntuación en la categoría de empleo en el estudio KWD Webranking, en el que repsol.com consolida un año más su liderazgo en el medio digital y mantiene, por sexto año consecutivo, su primera posición de la edición española de dicho estudio.

Repsol sigue atenta a las tendencias sociales. Por ello, y porque se apuesta por la innovación tecnológica en todos los procesos de la compañía, se monitoriza y se recogen los atributos de imagen y posicionamiento de Repsol en las redes sociales, para aprovechar las posibilidades de potenciar la imagen como empleador y utilizar nuevas fuentes de reclutamiento, entre otros cometidos.

La gestión del talento

Uno de los objetivos de la compañía es contar con el talento interno que asegure el logro de los objetivos estratégicos; para ello se cuenta con los mecanismos que aseguran el diagnóstico y desarrollo de las personas que conforman la compañía. Se parte de un catálogo de mecanismos corporativos de diagnóstico para medir las capacidades, desempeño, conocimientos y estilo de gestión de las personas, y en base a ello definir las acciones de desarrollo más adecuadas (movilidad, formación, desarrollo en el puesto y *best practices*) que puedan articular el plan de desarrollo y carrera, tanto de gestión como técnica, para la persona.

Una de las claves a lo largo de este año ha sido trabajar en el estilo de gestión de los jefes, por ello, aparte de los planes de difusión e implantación mencionados, se han puesto en marcha talleres formativos para jefes sobre el estilo de comportamientos así como sobre técnicas para evaluar y dar *feedback*. Un total de 224 jefes han pasado ya en 2011 por los talleres, que seguirán realizándose a lo largo del año próximo. En este contexto de reforzar el estilo de gestión de jefes, se ha llevado a cabo la primera convención para jefes en el área industrial en Tarragona, piloto que será exportado a otros complejos y negocios.

Se ha realizado formación de liderazgo para jefes, logrando una asistencia de un total de 254 jefes en el programa “Comunicar para liderar” impartido en cinco países distintos. Asimismo se ha difundido el estilo y las herramientas de desarrollo corporativas para los jefes en Perú, Portugal y Brasil.

Desde que en marzo 2011 se lanzó el nuevo catálogo de acciones formativas para directores basadas en el Estilo Repsol, 161 directores han pasado por un total de 10 programas formativos a lo largo del año.

Otra línea emprendida ha sido fortalecer, en los profesionales que realizan su gestión en ámbitos internacionales, sus habilidades de liderazgo en entornos multiculturales. Para ello se ha diseñado un programa al que han asistido 38 personas (17 directores y 21 jefes) y se han impartido varias conferencias abiertas sobre multiculturalidad.

Se han consolidado las herramientas que la organización utiliza para evaluar y desarrollar el talento de sus empleados como el *People Review*, que evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: sus fortalezas, áreas de mejora, y perfil profesional. A través de estas revisiones se abren planes de desarrollo y acciones concretas que incluyen movilidades dentro de la organización. En 2011 han sido revisadas 1.907 personas, de ellas 27 en Portugal, 40 en Perú y 93 en Venezuela y Trinidad y Tobago.

Mediante el *Development Center* se evalúa el nivel de desarrollo de determinados comportamientos de la persona, a través de la realización de pruebas individuales y grupales. Destacan cuatro *Development Centers* en Brasil y Perú, alcanzando un total de 29 personas revisadas. Dicha herramienta ha evolucionado a un nuevo formato mixto, online

y presencial. Asimismo, se ha reforzado la implicación de los jefes culminando el proceso en la elaboración de un Plan de Desarrollo Individual acordado entre jefe y colaborador.

Con el objetivo de potenciar el conocimiento y desarrollo de las personas en países, se ha puesto en marcha un programa de entrevistas de desarrollo con una participación de 58 personas en Brasil y 17 en Estados Unidos.

Durante 2011, también se ha puesto en marcha la herramienta de Evaluación-Feedback que aporta una visión sobre la percepción que jefe, equipo y pares o clientes internos tienen sobre la actuación del evaluado, materializándose en un piloto para los encargados de la red de estaciones de servicio en España. En este programa piloto han sido evaluados 122 encargados y han participado un total de 969 personas. El programa integra la evaluación y las acciones posteriores de seguimiento y apoyo para los encargados, y será implantado para otros jefes en la compañía de manera progresiva.

En 2011, se realizó un diagnóstico de calidad y distribución del conocimiento técnico en las áreas de GNL, YPF Upstream y la Dirección Corporativa de Organización, Procesos y Sistemas, a través de una evaluación de competencias técnicas o conocimientos críticos en el que 1.043 personas han sido evaluadas.

Desde enero de 2011 se han llevado a cabo 7.081 movilidades y 3.373 cambios de clasificación profesional. Dentro del colectivo de directivos ha habido 60 nombramientos y 60 movilidades en el colectivo de directivos.

Formación

Repsol es una compañía comprometida con las personas, que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional: una formación enfocada a desarrollar los conocimientos, capacidades, habilidades y actitudes de las personas para alcanzar los objetivos de los diferentes negocios y unidades, y está alineada con la estrategia de la compañía y orientada al desarrollo de la cultura y el estilo de liderazgo de Repsol.

Con el objetivo de mejorar la gestión de la formación presente y futura de la compañía, en 2011 se diseñaron y se lanzaron las nuevas funcionalidades que facilitan y agilizan la gestión de la formación de los empleados y jefes, dando respuesta a la necesidad de estandarización de las herramientas corporativas de gestión de personas en un entorno web único, más accesible y manejable.

En 2011 se han realizado más de 1.541.161 horas de formación dirigidas a más de 37.201 empleados a escala mundial.

Como hito destacan las actividades formativas para nuevos profesionales de Repsol, con la realización de los programas masters de inicio de carrera profesional que recibe este colectivo, incitándoles a aprovechar todas las oportunidades que les brinda Repsol.

Continuando con los esfuerzos iniciados en 2010, se sigue trabajando en el desarrollo de los distintos programas específicos de cada negocio partiendo de un esquema común de trabajo y haciendo un especial esfuerzo en el proceso de reflexión en las necesidades de formación y aprendizaje de los empleados, tanto de carácter estratégico para cada área/unidad, como para la adecuación al puesto y el desarrollo profesional y personal de nuestros empleados.

En esta misma línea de desarrollo de la formación como una palanca estratégica para acompañar la consecución de los objetivos y retos de cada área y de la compañía, durante 2011 se ha potenciado considerablemente la formación *e-learning* a través del Entorno Virtual de Aprendizaje de Repsol lanzado en 2010. Este esfuerzo supone el lanzamiento de actividades en modalidad online así como formación mixta, que complementa formación online con formación presencial en formato modular y distribuido en un periodo relevante de tiempo (entre tres meses y dos años) y de la que se han lanzado, en 2011, nuevos programas dirigidos a colectivos específicos del ámbito comercial, directivos y personas que se integran en la compañía o tienen un cambio de puesto que implica cambio de área o negocio.

Carrera internacional

En la actualidad, Repsol gestiona 661 expatriados.

El año 2011 se ha caracterizado por dar respuesta ágil a las necesidades derivadas de nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en varios países; muestra de ello es la incorporación de 166 profesionales con perfil internacional y las 39 movilidades llevadas a cabo entre diferentes países, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar estos nuevos retos. La actuación realizada en la unidad de negocio de Libia focalizada en la atención a los empleados y sus familias ante la compleja situación del país desde la evacuación, encamina el estilo de gestión del colectivo de asignación internacional, caracterizado por un proceso integral que responde tanto a las diferentes necesidades de la compañía como a las necesidades de los empleados y sus familias.

Compensación

En el año 2011 se ha implantado un único calendario a nivel mundial, coordinado con el calendario de Evaluación Anual de Desempeño de la compañía. Este calendario ha permitido alinear mejor el desempeño anual individual con decisiones de reconocimiento, como la subida salarial, promociones o la asignación de incentivos a medio plazo. Esta integración ha conseguido más coherencia, equidad y simplicidad en la gestión de las decisiones de compensación que se han unificado en el tiempo, con ámbito mundial. El objetivo de esta práctica es relacionar y explicar el impacto del desempeño en el reconocimiento retributivo, ofreciendo al empleado una visión global del resultado de su ejercicio anual, y las líneas a seguir para su desarrollo futuro.

También cabe destacar que en 2011 se han aprobado en la Junta General de Accionistas dos sistemas de retribución mediante entrega de acciones:

- 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, de acuerdo con el precio de cierre de la acción de Repsol YPF en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario, establecida durante los meses de octubre, noviembre y diciembre. En este periodo se han entregado acciones por un importe total de 6,6 millones de euros a los 1.553 empleados del Grupo que se han acogido a este plan.
- Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, dividido en cinco ciclos 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 permitirá 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. Los participantes de cada uno de los ciclos del plan tendrán derecho a recibir una proporción de una acción de Repsol YPF, S. A. por cada tres acciones adquiridas en la inversión inicial correspondiente a cada ciclo, siempre que las acciones se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años. El número de beneficiarios que se ha acogido al primer ciclo del plan ha sido de 350, y han adquirido un total de 227.498 acciones.

Evaluación del desempeño

En el ejercicio 2011 se ha cerrado un ciclo completo con el nuevo modelo de Gestión por Compromisos, que impacta en el colectivo de excluidos de convenio de la compañía, excepto en el ámbito de YPF, que en este ejercicio ha implementado un nuevo modelo de gestión del desempeño denominado GPS.

Respecto al colectivo de empleados en convenio, durante el 2011 se han realizado las campañas de evaluación en ciertos ámbitos de los negocios de Refino y Química y en ámbitos de los servicios centrales, en Repsol YPF SA.

Modelo de aportación

Ante el reto que supone el nuevo panorama económico y social, que ha acelerado la necesidad de adaptación de las empresas a los mercados, el Grupo Repsol ha realizado una revisión del modelo de gestión de personas. Así, a finales de 2010, tomando como referencia el diagnóstico de clima laboral en el que participan todos los empleados del grupo, se realizaron entrevistas a toda la alta dirección de la compañía para recoger información sobre las áreas de mejora de este modelo.

Como conclusión de ello surgieron dos líneas ligadas al objetivo de reconocer la aportación de las personas que integran Repsol:

- Evolucionar el sistema de gestión del desempeño del colectivo de directivos y personal de especial responsabilidad de la compañía, denominado GxC (Gestión por Compromisos), para adaptarlo, después de tres años desde su implantación, a las necesidades actuales.
- Analizar la posibilidad de implantar modelos que potencien el compromiso de todas las personas que integran la empresa, tratando de reconocer todas las aportaciones de valor, independientemente del nivel organizativo o profesional dentro de la compañía, y que permitan ligar el reconocimiento con la aportación.

Desde la década de los años 90 el Grupo Repsol viene introduciendo elementos dinamizadores en la gestión de personas, para que todas las compañías del Grupo mantengan su competitividad en los distintos mercados en los que operan. La Comisión Negociadora del VI Acuerdo Marco (acuerdo colectivo que regula los principales aspectos de la negociación de las diferentes empresas del Grupo en España) ha sido consciente, en primer lugar, de la necesidad de abordar cambios en el enfoque del régimen económico que, permitiendo mantener el poder adquisitivo de los salarios, ligue los incrementos adicionales a los logros de la compañía.

En segundo lugar, la mejora de los resultados de los negocios es consecuencia de la aportación de todas las personas que forman parte de la compañía. Alinear los objetivos de todos ellos va a permitir una mejora cuantificable de los resultados, lo que va a contribuir, sin duda, a mejorar los efectos negativos de la crisis en los negocios en España.

El Acuerdo, con vigencia hasta 31 de diciembre de 2013, se concreta en materia salarial en:

- Incremento salarial del IPC y aumento adicional del 0,5% en 2011, 0,3% en 2012 y 0,2% en 2013, ligados a la obtención en cada uno de los años de un determinado resultado neto del Grupo.
- Implantación de un sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a Convenio Colectivo. Este concepto retributivo tiene como finalidad potenciar que el compromiso de todas las personas que trabajan en el Grupo en España se oriente hacia la consecución de los objetivos clave de cada unidad organizativa, a la vez que se introduce una cultura de medición de la eficiencia en la organización.
- Acuerdo para crear una comisión mixta empresa-sindicatos de estudio para el desarrollo de un sistema de evaluación que sea de aplicación en todas las actividades relacionadas con la gestión de personas.

Estos primeros logros y acuerdos son el camino para un nuevo modelo de compañía que impulse un mayor compromiso de todos, que se adapte a la diversidad de las personas que forman Repsol y que permita un creciente desarrollo personal y profesional.

Innovación y mejora

La iniciativa de Innovación y Mejora surge, en 2011, como apuesta de la alta dirección para generar una palanca efectiva que permita a Repsol responder con agilidad a un entorno en transformación y facilite "inventar el futuro". Asimismo, supone una respuesta a las necesidades y expectativas recopiladas a través de entrevistas y grupos focales con los responsables de más alto nivel y conocimiento en todo el Grupo realizadas durante 2010 como parte de un amplio proceso de reflexión acerca de la dirección estratégica de las Funciones de Calidad y Gestión del Conocimiento.

Por tanto, el hito principal en este área en 2011 ha sido el desarrollo de las distintas unidades de Innovación y Mejora en los negocios y el área corporativa, con el fin de promover la innovación en la compañía, entendiéndose ésta como una competencia fundamental de la que Repsol debe dotarse para sobrevivir y evolucionar en un entorno crecientemente incierto y cambiante. La actividad en 2011 ha estado dirigida a responder a los principales retos transversales que este proyecto implica:

Cultura de innovación

Se ha definido la iniciativa, clarificando los fines y objetivos de la misma, validándola con todas las partes interesadas y definiendo un conjunto de iniciativas dirigidas a lograr una cultura de innovación en Repsol. Los conceptos básicos y valores primordiales que representa este proyecto para la compañía quedan recogidos en lo que se ha denominado el Discurso de la Innovación, refrendado por la Dirección Ejecutiva, y que sitúa a cada profesional de Repsol como eje central del proceso de innovación.

Para llevar a cabo esta iniciativa, desde una perspectiva sistémica, se ha realizado una identificación de las principales palancas, y una adecuación de la encuesta de clima, llevada a cabo en 2011, con objeto de incluir aspectos específicos de innovación y mejora que permitan su valoración y consideración dentro de este análisis. Todo ello ha permitido establecer un punto de referencia en cuanto a la cultura de innovación ya existente en Repsol.

Como hito clave para facilitar lo anterior está el de la forma organizativa elegida para llevarlo a cabo. Se ha constituido una Red de Innovación, dotándola de un lenguaje y objetos comunes a través de varias acciones de sensibilización y formación específicas, que deben permitir liderar este proyecto de transformación cultural.

La Red pretende fomentar y ser observatorio de la promoción de la cultura de la innovación mediante el intercambio de experiencias y buenas prácticas a través de las iniciativas del Plan Director (que incluye el de gestión del conocimiento), las cuales están dotadas de carácter transversal y multidisciplinar respecto de todas las áreas de la compañía.

Como hito, la innovación es uno de los puntos cardinales sobre los que se estructura el Máster Repsol para Gestión de la Energía, en el que participarán casi 100 nuevos profesionales de Repsol en 2012. De acuerdo con el principio de "aprender haciendo" durante la ejecución de su proyecto vivirán diversas técnicas de innovación, con la ayuda de los mismos expertos que están trabajando en nuestras unidades de negocio.

Además, se ha dado continuidad a los procesos de autoevaluación según el modelo propio de Repsol, que cuenta con el reconocimiento formal por EFQM y Fundibeq como "buena práctica" de gestión que asegura el alineamiento del proceso de diagnóstico con la estrategia de negocio, la integración de las iniciativas de mejora y el seguimiento de los planes de acción.

En este sentido, se han desarrollado actuaciones específicas en 2011 para las unidades de negocio de Química, Refino España, de Upstream España y Ecuador y de Refino y Marketing de Perú, y se ha avanzado en la evolución del modelo de diagnóstico de Repsol, incorporando por primera vez un análisis sobre la efectividad del despliegue de la función que considera diagnósticos de madurez en innovación, gestión del conocimiento y procesos a partir de la reflexión integrada de gestión realizada en la Dirección General de Personas y Organización.

Dicha reflexión ha resultado una inmejorable "prueba de campo" del modelo de diagnóstico de Repsol para permitir su ajuste de cara a una aplicación optimizada en procesos venideros en otras áreas de la compañía.

Agilidad y Flexibilidad

Con el objeto de conseguir una compañía más ágil y flexible, se han promovido iniciativas dirigidas a mejorar la gestión de proyectos en la compañía, dinamizar el proceso de planificación y presupuestación y experimentar sobre distintas formas de trabajar y organizarse.

Asimismo, para facilitar el acceso ágil a la información necesaria para responder a las necesidades de los negocios, y, siguiendo con la línea comenzada en 2010, durante este año se ha implantado un nuevo buscador (Autonomy, reconocido como líder en el mercado por su capacidad de ofrecer resultados de la máxima relevancia, captando la lógica que subyace en los documentos) para acceder a las principales fuentes de información de la compañía y se están finalizando dos programas pilotos de funcionalidades avanzadas basadas en el mismo. También se está iniciando la puesta en marcha de plataformas de dispositivos móviles que permitirán un mayor, mejor y más rápido acceso al conocimiento para los empleados en situaciones de movilidad física, sin que ésta suponga una limitación.

Colaboración y trabajo en red

Dentro de este ámbito, se mantiene la dinámica de creación de entornos de colaboración que focalizan el trabajo en red y el intercambio de experiencias en torno a aspectos relevantes de negocio o conocimiento comunes a sus miembros. En la actualidad, existen 21 comunidades de práctica y 240 grupos de interés.

En 2011 se empezó a desarrollar el concepto de espacio de trabajo personal, cuyos objetivos son facilitar el acceso de los empleados a los entornos de colaboración y potenciar las dinámicas de compartición de conocimiento y experiencias.

Cabe destacar el lanzamiento del primer programa piloto de un nuevo entorno de colaboración en la compañía basado en las nuevas formas de relación que ofrecen las nuevas tecnologías, que busca facilitar la puesta en valor del talento y el conocimiento de todos los profesionales de Repsol con independencia de su posición y responsabilidad.

Asimismo, se ha dado continuidad en 2011 a las iniciativas de garantía de retención de conocimiento de empleados en situación de jubilación, rotación o cambio para su transferencia a otros; se apoya en la recopilación de experiencias personales que se registran y transmiten por medios audiovisuales. En la misma línea se encuentran otras acciones como la de implantación de herramientas específicas para preservar la "memoria técnica" de determinados negocios, como en el caso de Exploración y Producción con su entorno "Know Howse".

Organización abierta

En 2011 se ha continuado con la implantación de un proceso de innovación abierta y colaborativa en el cual puedan participar los empleados, mediante el desarrollo de sistemas de gestión de ideas en los negocios, favoreciendo así la creación de un entorno que canalice la creatividad y fomente la participación, implicación y el desarrollo de las personas que trabajan en la compañía.

Se ha definido el proceso de gestión de ideas, y se ha evaluado, seleccionado e implantado una nueva herramienta informática para soportarlo, que supone la evolución del camino iniciado en 2010 y que ha permitido el lanzamiento de seis campañas dirigidas a más de 10.000 empleados y en las que se han aportado más de 3.000 ideas.

La dimensión de organización abierta se desarrolla también fuera de Repsol. Durante 2011 se han lanzado programas de innovación externa en todos los ámbitos. Ejemplos como el Programa Inspire con la Universidad Politécnica de Madrid, la colaboración con Pasion>IE junto al Instituto de Empresa Business School y Accenture y diversos proyectos con Esade-Creópolis y Co-Society complementan al Fondo Emprendedores gestionado por la Fundación Repsol en la búsqueda colaborativa de nuevas ideas y proyectos innovadores.

Relaciones laborales

En 2011 se ha firmado con los sindicatos más representativos en España, CCOO y UGT, el VI Acuerdo Marco que regula las condiciones laborales de todos los trabajadores del Grupo en España. Sus contenidos se están trasladando a los convenios colectivos.

Como ya se ha mencionado en el capítulo de compensación, este acuerdo, vigente durante el período 2011-2013, incorpora un nuevo concepto variable vinculado a los objetivos de las unidades de negocio, garantiza el poder adquisitivo de los trabajadores e incluye la posibilidad de alcanzar incrementos adicionales ligados a los logros de la compañía. Además, se renueva el compromiso de estabilidad en el empleo, de inserción de personas con discapacidad y contiene avances en materia de formación, conciliación, seguridad y salud.

Durante los días 26 a 28 de septiembre tuvo lugar la reunión plenaria de la Red Sindical Repsol en Santa Cruz de la Sierra (Bolivia). En la reunión estuvieron presentes organizaciones sindicales sectoriales y de Repsol de los siguientes países: Bolivia, Colombia, Argentina, Brasil, Perú, Ecuador, México, España, así como la Federación Sindical Internacional de la Química, la Energía y la Minería (ICEM).

En la sesión de encuentro con representantes de la Dirección del Grupo, se abordó la realidad industrial y comercial del Grupo, la política de Responsabilidad Social Corporativa y la actividad específica en Bolivia. Se realizó una presentación del proyecto que se está desarrollando en el campo Margarita y en el que se destacó el acuerdo concluido en aplicación y desarrollo del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo con las comunidades indígenas de la zona, organizadas y representadas por la Asamblea del Pueblo Guaraní de Itaka Guasu.

Salud laboral

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2011:

- Se ha definido un marco general de actuación y un modelo para el despliegue efectivo de la función salud laboral en todo el Grupo. Este modelo de gestión incluye las responsabilidades, los elementos de gobierno, de supervisión y los órganos de coordinación necesarios para asegurar el cumplimiento de la política, de las líneas estratégicas y de los objetivos.
- Se ha aprobado la Norma de Evaluación de Impacto Ambiental, Social y de Salud, dando respuesta a las últimas tendencias en lo que a la evaluación de impactos en la salud se refiere, lo que permite incluir la actuación con las comunidades locales y la consideración de los aspectos de salud en una fase temprana de los proyectos.
- Los proyectos de ampliación y mejoras de las refinerías de Cartagena y de Petronor se han culminado sin ningún accidente grave.
- Continuando con el plan de auditoría de cumplimiento de normativa interna de salud se ha realizado la auditoría del centro de Dynasol en Santander.
- Se han llevado a cabo visitas de apoyo a las operaciones en Argelia y en Cuba para evaluar los planes de emergencia y los sistemas de evacuación establecidos (incluyendo la disponibilidad de proveedores externos adecuados).
- Se han realizado diversas actuaciones de ayuda humanitaria como consecuencia del conflicto en Libia.
- La formación a empleados en diversas áreas de salud (primeros auxilios, reanimación cardiopulmonar, escuela de espalda, gestión del estrés, manipulación manual de cargas, etc.) ha sido nuevamente un área de actividad prioritaria.

Se ha proseguido con la realización de diversas campañas de promoción de la salud y hábitos saludables en distintos países (campañas de detección precoz de cáncer de colon y próstata, detección y control de la hipertensión, de prevención de malaria y hepatitis A, de prevención de enfermedades contagiosas, etc.)

Es de destacar la entrega del sello Empresa Saludable 2011 a Repsol Bolivia por las acciones llevadas a cabo dentro del programa Saber Vivir en las áreas de asistencia, prevención y promoción de la salud.

Innovación y tecnología

Repsol considera que la inversión en I+D+i, realizada con vocación de liderazgo, es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO₂, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refinado de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2011, Repsol invirtió 75 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 7 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de 13,7 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2011 participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y cuatro proyectos de la Unión Europea.

El número de especialistas de Repsol en sus diferentes centros de investigación se eleva a más de 500.

Programas de I+D

Upstream. En esta área, Repsol desarrolla y aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2008, 2009 y 2010 son un buen ejemplo del desarrollo y aplicación eficiente de esas tecnologías. El proyecto Caleidoscopio, en el área geofísica, así como otras tecnologías de desarrollo propio, sitúan a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. Asimismo, se han firmado acuerdos de colaboración con empresas tecnológicas y una alianza estratégica con el Barcelona Supercomputer Center. El objetivo es elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de acumulaciones de petróleo y gas. Estas tecnologías se pueden aplicar en áreas difíciles, con previsión de recursos a miles de metros de profundidad, como es el caso en el Golfo de México, y en Brasil, donde espesas capas de sal ocultan recursos de muy buena calidad.

El año 2011 ha supuesto un cambio importante en la actividad de la compañía en Tecnología Upstream, con la definición de un nuevo Plan Estratégico de Tecnología de Upstream para el periodo 2011-2015. Tras un ejercicio de reflexión interna, el plan estratégico 2011-2015 se construye sobre los éxitos tecnológicos de los últimos años y focaliza la actividad en líneas estratégicas claves para la compañía como son simulación de yacimientos, iluminación del subsuelo, caracterización de yacimientos e hidrocarburos no convencionales. El reto del nuevo plan es el desarrollo y la aplicación de una nueva generación de tecnologías que permitan abordar y acometer con éxito los retos tecnológicos que demandan los grandes proyectos de inversión de la compañía en los próximos años.

GNL. En esta área se continúa avanzando en el desarrollo de tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que permitirá poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Asimismo, Repsol mantiene una vigilancia tecnológica sistemática sobre las vías alternativas de valorización de reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos, el gas natural comprimido y la tecnología de hidratos como medio de transporte y almacenamiento de gas natural.

Downstream. En el área del refinado de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, puede citarse las tecnologías dirigidas a alcanzar los objetivos del plan multianual de eficiencia energética de refinerías, junto con el apoyo a la puesta en marcha y el desarrollo de herramientas de optimización del proyecto C-10 de ampliación de la refinería de Cartagena, los trabajos dirigidos a la diferenciación de combustibles mediante

nuevas aproximaciones que cubren desde las gasolinas y los gasóleos hasta los fuelóleos pesados, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente, formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables (destacando el lanzamiento del primer producto con etiqueta Ecolabel otorgado en España), el desarrollo de procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, el desarrollo innovador de asfaltos de mayor calidad ambiental y el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, se ha continuado con los programas de compañía orientados a mejorar la eficiencia energética y el ahorro de costes y las líneas de desarrollo tecnológico orientadas de manera prioritaria a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades. En 2011 ha destacado la producción industrial de nuevos grados de cauchos hidrogenados de mayor valor añadido desarrollados en el Centro de Tecnología Repsol, el desarrollo de nuevos grados de polipropileno para tejido dirigido a mercados de alto margen, la fabricación industrial de polietileno con mejores propiedades para la producción de tuberías de gran diámetro y el desarrollo de tecnologías para la producción de poliésteres de nueva generación para espumas de poliuretano.

Nuevas energías. En 2011 se ha continuado la alineación de la estrategia tecnológica en nuevas energías para impulsar la I+D asociada a los retos que la compañía se plantea en su estrategia de negocio. En ese sentido, ha destacado la actividad relacionada con bioenergía, a través del desarrollo de nuevos cultivos energéticos, el desarrollo de la tecnología en cultivo de microalgas y en biología para la producción de biocombustibles. La tecnología de CO₂ se ha orientado hacia su transformación en productos de valor añadido, las tecnologías de movilidad eléctrica a sistemas de recarga y almacenamiento de energía y la generación eléctrica renovable se ha enfocado a tecnologías de futuro que presentan sinergias con las capacidades existentes y con potencial de desarrollo en Repsol.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, así como analizar el impacto potencial de los acontecimientos sociales, hallazgos científicos y evolución de los recursos naturales. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para imaginar los escenarios futuros e identificar en relación con ellos oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre el uso de aceites para la producción de biocombustibles, las nuevas tecnologías de motores y combustibles, las tecnologías de baterías para el vehículo eléctrico y los escenarios de refinado para 2030. Estos estudios permiten a Repsol disponer de una visión más clara del futuro para orientar su cartera de inversiones tecnológicas.

Política de patentes

Repsol, consciente de la importancia y del valor de la actividad de investigación y desarrollo, apuesta por la protección adecuada del resultado de dicha actividad. En 2011 se ha solicitado el registro, como patente, de invenciones realizadas en diferentes áreas, tales como, catálisis para la optimización de procesos, el desarrollo de nuevos procesos de poliésteres o aplicaciones de éstos, nuevos productos, nuevas tecnologías en Upstream para la evaluación de formaciones subterráneas y nuevos dispositivos destinados al uso de GLP.

Responsabilidad corporativa

Las empresas energéticas aceptan un gran reto y una gran responsabilidad al afrontar los desafíos de un modelo energético sostenible que garantice un suministro seguro, contribuya a paliar los efectos del cambio climático y respete los derechos humanos en todos sus ámbitos de actuación.

Durante 2011 se ha aprobado la norma de la Función de Responsabilidad Corporativa que formaliza el modelo vigente de Responsabilidad Corporativa (RC) de Repsol YPF, que es la manera en que la compañía, en su conjunto, contribuye al desarrollo sostenible. Dicho modelo comprende:

- Los valores y principios de actuación de la compañía derivados de los compromisos que ha adquirido a través de la normativa interna que ha desarrollado sobre asuntos relacionados con la RC, posiciones asumidas y adhesión a principios de distintas iniciativas internacionales.

- El Sistema de Coordinación de la Responsabilidad Corporativa, que consta de cuatro elementos:
 - Conocer las expectativas de las partes interesadas (autoridades, accionistas, inversores, empleados, clientes, proveedores, comunidades, socios, etc.) respecto al desempeño de la compañía en materia de RC.
 - Revisar el desempeño en materia de RC y compararlo con las expectativas de las partes interesadas a nivel corporativo, país y principales centros operativos.
 - Aproximar el desempeño a las expectativas mediante acciones que tienen que ver con revisión de procesos operativos de la compañía, programas de formación, sensibilización y capacitación o inversión social estratégica. Cada una de esas acciones incorpora indicadores de desempeño específicos. El conjunto de estas acciones forman planes de sostenibilidad, que son compromisos públicamente adquiridos de los que se informa públicamente.
 - Medir el progreso, utilizando métricas de reputación.
- Los órganos de gobierno y de coordinación de la Responsabilidad Corporativa: la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración, el Comité de RC a nivel corporativo y los Comités de RC de España, Bolivia, Ecuador y Perú. Todos los comités están integrados por representantes de las áreas que se relacionan con las materias fundamentales de la Responsabilidad Corporativa, como son Personas y Organización, Comunicación y Relaciones Externas, Relaciones Comunitarias, Servicios Jurídicos, Seguridad y Medio Ambiente, Compras y Contrataciones y Seguridad Corporativa.

Cada comité se encarga de aplicar el Sistema de Coordinación de la RC de la compañía a nivel país y operación; hacer el seguimiento de los planes de sostenibilidad; determinar las necesidades de inversión social estratégica en el país; conocer y orientar la información que se presente en el Informe de RC del país, si lo hubiera; conocer y orientar la información que se presente en el Informe de Progreso de Global Compact del país, cuando la compañía, a nivel país, esté adherida a esta iniciativa, y cualquier otra información a nivel nacional que se derive de los compromisos adquiridos públicamente por Repsol YPF en materia de RC; y coordinar la participación de la compañía en iniciativas internacionales en el ámbito del país, como la EITI.

Repsol mantiene un compromiso activo con los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas desde 2003, cuando se adhirió a esta iniciativa de elevado valor para conseguir un mundo más justo y cohesionado.

Asimismo, Repsol es consciente de que la actividad extractiva produce una importante fuente de ingresos para los gobiernos de los países con recursos naturales. Si se gestionan adecuadamente, pueden y deben contribuir muy positivamente al crecimiento de su economía. Por eso, desde el momento de su lanzamiento, la compañía se adhirió a la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), la iniciativa global que Repsol considera mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia de la información financiera.

Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol publica anualmente su Informe de Responsabilidad Corporativa y el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas. Consciente de la importancia de los impactos generados por las actividades y operaciones de la compañía, y por tanto, de la relevancia de la rendición de cuentas a las partes interesadas a nivel local, Repsol ha publicado por tercer año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Asimismo, en 2011 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de la refinería de La Pampilla, en Perú.

La presencia de Repsol en índices de sostenibilidad internacionales es una prueba de cómo la compañía ha sido capaz de ganarse la confianza de aquellos analistas e inversores institucionales que entienden que la responsabilidad corporativa es un buen indicador de la calidad de gestión y gobierno de una empresa.

Un año más, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y sigue formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good, Ethibel Sustainability y Dow Jones Sustainability. En este último, por primera vez este año, Repsol ha obtenido la máxima puntuación, convirtiéndose en la empresa de petróleo y gas más sostenible del mundo.

Repsol ha recibido, nuevamente, la calificación de compañía Gold Class según el Anuario de Sostenibilidad 2011, como reconocimiento a las empresas con mejor comportamiento en materia de sostenibilidad y responsabilidad corporativa del mundo.

El liderazgo obtenido en esta última edición de 2011 responde al esfuerzo realizado en todos los ámbitos de la compañía, impulsado por su equipo gestor, por mejorar en su desempeño. Este reconocimiento demuestra el firme compromiso de Repsol con la transparencia y la responsabilidad corporativa, y los valores éticos, ambientales y sociales que forman parte de su cultura corporativa.

Fundación Repsol

La Fundación Repsol, durante 2011, ha mantenido y reforzado su compromiso con la mejora de la sociedad y para ello ha realizado programas con objetivos basados en la integración social, el desarrollo comunitario, la sostenibilidad y la difusión del arte, la ciencia y la cultura.

Con objeto de estar presente en aquellas áreas en las que puede realizar mayor aportación, como la energía, el medio ambiente y la sostenibilidad, ha creado el Fondo de Emprendedores Fundación Repsol, una iniciativa pionera en España para promover y apoyar proyectos empresariales en eficiencia energética que aporten soluciones en la mejora de la eficiencia y el ahorro y uso responsable de la energía. Esta iniciativa, integrada en el compromiso de mejora de la sostenibilidad de los modelos energéticos actuales, nace con los objetivos de atraer talento, promover la innovación y el desarrollo empresarial, generar actividad económica y crear empleo. Para ello, la Fundación prevé seleccionar hasta cinco proyectos de los presentados en cada convocatoria. Éstos recibirán asesoramiento técnico, comercial, legal y financiero y un apoyo económico durante el periodo necesario para su desarrollo y puesta en valor de mercado. También se facilitará a los proyectos seleccionados el acceso a inversores y los contactos empresariales necesarios para impulsar su desarrollo comercial. La Fundación destinará al Fondo de Emprendedores una dotación económica de unos 1,5 millones de euros anuales.

El Observatorio de Energía ha seguido avanzando en sus estudios y publicaciones en materia de ahorro y eficiencia energética. Se actualizaron los índices de Eficiencia Energética y de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El primero expresa la evolución de la eficiencia energética global su desglose por sectores económicos en España, y el segundo muestra la evolución de las intensidades de gases de efecto invernadero asociadas a la actividad económica.

Promover una ciudadanía responsable es el objetivo de CiudadanoR, un proyecto dirigido especialmente a jóvenes y niños que fomenta una cultura de participación, respeto y solidaridad, así como la importancia del uso responsable de la energía, del cuidado al medio ambiente y de la sostenibilidad energética. En 2011, la caravana del CiudadanoR, un espacio dotado de recursos interactivos en diferentes áreas de talleres educativos y juegos, ha estado en Barcelona, Valladolid y Madrid (España), y en Lisboa, Sines y Oporto (Portugal). En total ha recibido más de 22.000 visitas, de las cuales más de 10.500 fueron escolares.

En el marco del Año Europeo del Voluntariado, la Fundación puso en marcha el Plan de Voluntariado para atender las inquietudes sociales de los empleados del Grupo y su entorno y, al mismo tiempo, contribuir a la construcción de un futuro mejor en la sociedad. El plan, impulsado desde la alta dirección, se concibe por y para los voluntarios y abarca un amplio abanico de acciones, especialmente en el área social, con iniciativas dirigidas a la formación de jóvenes y programas que cubren actividades de ayuda a los colectivos más desfavorecidos: promoción de valores, colaboración intergeneracional, acciones deportivas, de rehabilitación de espacios medioambientales, y otras como voluntariado online. El plan cuenta ya con seis programas en pleno desarrollo que engloban el trabajo de más de 800 voluntariosR a escala nacional y una amplia red de colaboradores que ayudan al despliegue eficaz de dichas actividades.

En el área de Educación y Formación y, con el compromiso de atender las nuevas demandas formativas, se viene desarrollando un programa de becas en colaboración con las refinerías de Petronor, A Coruña y Tarragona para fomentar los estudios de Formación Profesional entre los jóvenes del entorno. En la última edición, se han beneficiado de las ayudas más de 65 jóvenes. Asimismo, a través de las Cátedras Repsol, y con el propósito de completar la formación de posgrado y contribuir a fomentar la investigación, se colabora con las Escuelas Técnicas Superiores de Ingenieros de Minas e Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid y con la Universidad Rovira i Virgili de Tarragona.

Por otro lado, con objeto de investigar, adquirir conocimiento y promover la competitividad y el desarrollo regional, se ha puesto en marcha la Cátedra Repsol de Competitividad y Desarrollo Regional de la Universidad de Lleida.

En el ámbito educativo, otro de los objetivos de la Fundación es generar, difundir y promover el conocimiento científico. Con este fin, se ha puesto en marcha un convenio de colaboración con la Fundación Educativa Universidad de Padres, representada por el filósofo y escritor José Antonio Marina, para desarrollar un proyecto que contribuya a despertar, entre los jóvenes, el interés por la ciencia y la tecnología. Asimismo, en el marco del acuerdo que la Fundación Repsol mantiene con la Biblioteca Nacional de España, se patrocinaron una serie de actividades educativas y culturales para acercar la ciencia al público y estimular el interés por el saber científico, y se ha promovido la formación de especialistas sudamericanos en la conservación de su patrimonio cultural y bibliográfico.

La integración de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada. A través de iniciativas culturales, deportivas y educativas se ha trabajado para lograr un modelo social que permita la igualdad de oportunidades y facilite la inserción laboral y social de este colectivo. Así, en colaboración con la Fundación ONCE, se continuó con el programa “Tu Formación no tiene límites. Desarrolla tu Futuro” y se ha desarrollado en seis universidades de España el programa “Campus inclusivos de verano. Campus sin límites”, en el que han participado un total de cincuenta alumnos con distintos tipos de discapacidad.

En este marco de compromiso de la Fundación con este colectivo, se inscribe Recapacita, un proyecto para sensibilizar a la sociedad sobre las dificultades y las barreras que las personas con discapacidad se encuentran en su vida diaria. La carpa de Recapacita ha recorrido ocho ciudades españolas (Puertollano, Tarragona, Santander, A Coruña, Arteixo, Bilbao, Murcia y Madrid) con un balance final de 17.000 visitantes.

La Fundación Repsol fue galardonada en 2011 con los premios Prodis y Discapnet como reconocimiento a su labor en la integración de las personas con discapacidad.

En Investigación y Estudios Sociales, la Fundación ha realizado el estudio *Aspectos Sociales a la Movilidad Sostenible*, que muestra una radiografía de los hábitos y comportamientos de la sociedad española relativos a la movilidad y de los impactos que producen los actuales modelos de comportamiento. En el Observatorio Social de la Energía se ha actualizado el *Indicador Social Repsol de Eficiencia Energética*, que analiza los hábitos, creencias, conocimientos y aptitudes de la sociedad española ante el consumo de energía e identifica mecanismos y herramientas sociales para potenciar la eficiencia energética.

En los países en los que la compañía está presente, la Fundación lleva a cabo programas que promueven el desarrollo comunitario y la mejora de la calidad de vida, actuando con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Perú se está desarrollando un programa dirigido a jóvenes con escasos recursos de Pachacútec y Arequipa, para hacer posible su acceso al sistema educativo y favoreciendo su posterior inserción laboral.

También en Perú se finalizó la construcción de la escuela Luisa Astrain. Durante el primer año de actividades académicas se matricularon 375 alumnos. Con esta iniciativa, la localidad de Pachacútec podrá generar oportunidades a 1.000 escolares desde su infancia, permitiendo a los niños en situación de extrema pobreza el acceso a una educación de calidad.

En Colombia, la Fundación ha contribuido a la construcción y equipamiento del Centro Integral de Desarrollo Infantil (CIDI), en Cartagena de Indias para dar respuesta a la problemática sanitaria identificada en la zona y reducir la mortalidad infantil ofreciendo atención médica a bebés.

En Bolivia, entre los proyectos de salud, destaca la consolidación y ampliación de la infraestructura del Hospital San José Obrero de Portachuelo, en Santa Cruz de la Sierra, un municipio con una situación sanitaria muy frágil y con indicadores críticos de mortalidad materna e infantil en menores de cinco años. Con ello se cubrirán las necesidades sanitarias de la población que sobrepasan la actual capacidad de atención del hospital.

La difusión de la cultura es un factor más de ayuda al desarrollo y progreso de la sociedad. A través de diversas iniciativas y en colaboración con otras instituciones, la Fundación acerca la literatura, la música, el teatro y el arte a los ciudadanos.

Estos programas y otras iniciativas son una muestra de la responsabilidad de la Fundación Repsol y de su contribución con la mejora sostenida de la sociedad y el bienestar social.

Fundación YPF

La Fundación YPF tiene como misión consolidar y acompañar el compromiso de YPF con el país a través de iniciativas educativas, sociales y culturales que generen oportunidades de desarrollo y contribuyan al crecimiento de Argentina. Entre sus objetivos están:

- Promover el desarrollo de la educación, la cultura y la inserción social y laboral de las comunidades en las que YPF trabaja.
- Ser un modelo de acción para las empresas y las organizaciones sin ánimo de lucro.
- Articular entre lo privado y lo público incentivando la implantación de políticas que contribuyan al desarrollo sostenible del país.
- Fortalecer los vínculos entre YPF, sus empleados y la sociedad.
- Generar oportunidades laborales capacitando a jóvenes que han sido excluidos de la sociedad del conocimiento.
- Fomentar el desarrollo de la sociedad a través del poder transformador e integrador del arte, del impulso de valores y de la preservación del patrimonio histórico.
- Contribuir a la preservación y cuidado del medio ambiente.

La acción de la Fundación YPF se refleja a través de numerosas iniciativas educativas, sociales y culturales llevadas adelante con dedicación y motivación por parte del equipo humano que trabaja en la Fundación.

En educación, se inauguró el centro cultural Gregorio Álvarez para que los habitantes de Plaza Huincul y Cutral Có (Neuquén) disfruten de la variedad de actividades artísticas y culturales que ofrece este nuevo espacio. Se continuó trabajando en el fortalecimiento de la educación técnica y en diversos programas que permitan la inclusión social de los jóvenes a través de una capacitación en oficios orientada a generar oportunidades laborales.

La cultura y el arte impactan positivamente en la comunidad y estimulan su desarrollo; también afirman nuestra identidad. El espacio *Arte en la Torre*, las muestras itinerantes de artistas argentinos, el programa *Argentina Pinta Bien* y el ciclo cultural han permitido a la Fundación mostrar y promover el talento de los artistas argentinos y, al mismo tiempo, generar inquietudes en los jóvenes de todo el país.

Fundación Repsol YPF del Ecuador

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local. Asimismo, cabe destacar que desde el año 2010 se ha implementado el Modelo de Negocios Inclusivos, el cual, además de generar beneficios empresariales, crea valor social y económico al integrar a personas de bajos ingresos en las actividades productivas de muchas compañías.

En 2011, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 20 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que ocho fueron ejecutados durante el ejercicio, los cuales conllevaron desembolsos, mientras que los 12 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso continuar acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 11.095 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios, con recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos y la propia comunidad.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

Seguridad y medio ambiente

La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol YPF un aspecto central de la gestión de sus actividades. Los principios de Repsol YPF en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas las actividades de la compañía. En ella, la compañía asume el compromiso de desarrollar sus actividades considerando como valores esenciales la seguridad, la salud de las personas y la protección del medio ambiente.

Adicionalmente, la seguridad es uno de los valores éticos de la compañía fundamentales e irrenunciables, que deben guiar todas las acciones y compromisos.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

El Comité de Dirección establece los objetivos y las líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente, que son la base para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todos los negocios de la compañía. Estos planes contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las adaptaciones a los nuevos requerimientos legislativos.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2011 de Repsol YPF se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

Seguridad

El índice de frecuencia de accidentes con baja integrado (personal propio más contratista) descendió un 21% respecto al año anterior cumpliendo con el objetivo anual fijado. Este objetivo forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol YPF que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos.

La meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. En los últimos cinco años se ha reducido el índice de frecuencia con baja integrado en más de un 60%. No obstante, durante 2011 se ha tenido que lamentar un total de cuatro accidentes mortales de personal de empresas contratistas en el transcurso de las actividades (dos de las muertes se produjeron en accidentes de tráfico).

El sistema de gestión de seguridad está alineado con la norma internacional OHSAS 18001 (Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Laboral). Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías y plantas químicas, prácticamente todas las instalaciones de lubricantes y especialidades, varios centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Entre los hitos destacables de la seguridad en nuevos proyectos se encuentra el importante desafío para la compañía que han supuesto los proyectos de ampliación de la refinería de Cartagena y de reducción de producción de fuelóleo en la refinería de Petronor, ambos en España, debido a su gran magnitud. Para garantizar la seguridad en el desarrollo de estos proyectos, se han llevado a cabo numerosas actividades, entre las que se encuentran: la incorporación de las mejores prácticas de gestión de obra a nivel internacional, la gestión de los servicios generales necesarios para atender las necesidades de los trabajadores de las obras, el cumplimiento de las normas y estándares gracias al alto grado de coordinación entre los especialistas de Repsol y los profesionales de compañías externas, la realización de observaciones preventivas por técnicos especializados y el control y trazabilidad de los materiales y calidad de las soldaduras. En los proyectos han participado cerca de 22.200 personas pertenecientes a más de 700 empresas contratistas. Durante los más de 37 millones de horas totales trabajadas se ha conseguido un índice de frecuencia de 1,05; cabe destacar que este cifra es muy inferior a la media del sector de la construcción en España.

Medio ambiente

El sistema de gestión de medio ambiente está alineado con la norma internacional ISO 14001. Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, se encuentran certificados todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2011, se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas 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, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la nota 35 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

Además, Repsol YPF ha sido reconocida por la revista *Newsweek* como la empresa con mejor desempeño ambiental del sector energía en el Green Ranking 2011. Este ranking valora las prácticas ambientales de las 500 principales compañías cotizadas en el mundo, teniendo en cuenta tres categorías: impactos ambientales, sistema de gestión ambiental y transparencia en el reporte ambiental. En esta edición se ha valorado muy positivamente la transparencia de la compañía en el reporte sobre cuestiones ambientales. Asimismo, se ha obtenido una

alta calificación en la categoría de sistema de gestión ambiental, gracias a los programas, iniciativas y certificaciones que son implantados en toda la organización para cumplir con los compromisos expresados en la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Este reconocimiento es resultado del esfuerzo conjunto de la compañía por mejorar su desempeño ambiental y demuestra el compromiso de Repsol YPF como empresa referente en su sector.

Prevención de derrames

En Repsol YPF se adoptan las técnicas más avanzadas en la prevención y remediación de la contaminación, la gestión de los derrames accidentales y el mantenimiento de las instalaciones. En este sentido, la compañía dispone de una norma de gestión de derrames marinos y fluviales que establece las directrices básicas comunes para la gestión, prevención y respuesta ante incidentes producidos por derrames marinos y fluviales de hidrocarburos y sustancias nocivas y potencialmente peligrosas, en todas las actividades de la compañía.

Ante la ocurrencia de dos derrames en el litoral de Tarragona (España), a principios de 2011, Repsol YPF, como prolongación de las acciones que se venían llevando a cabo hasta la fecha, elaboró un Plan Integral de actuación en el área marítima de Tarragona. Su finalidad es contribuir a la mejora de la protección medioambiental, reforzando la calidad y seguridad de las operaciones de la compañía en el litoral y tiene asociada una inversión de 131 millones de euros en los próximos cuatro años, destinada principalmente a garantizar la integridad y la fiabilidad de las instalaciones de Upstream (plataforma Casablanca) y de downstream (pantalán y rack exterior), que Repsol YPF tiene en el litoral de Tarragona.

El alcance del plan en la plataforma Casablanca asciende a una inversión estimada de 50 millones de euros centrados en la ejecución de acciones encaminadas a conseguir la extensión de la vida de la plataforma y en la implementación de las mejores tecnologías disponibles. Por otra parte, en las instalaciones del pantalán y rack exterior se ha estimado realizar una inversión de 81 millones de euros que se centran en extender en el tiempo la fiabilidad de las instalaciones y en la implementación de mejoras tecnológicas que permitirán disponer de unas instalaciones con los mayores estándares de seguridad presentes en el mercado.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2011 se detallan las actuaciones realizadas durante el año.

Seguridad en operaciones offshore

Repsol YPF cuenta con elevada experiencia en operaciones offshore y ha llevado a cabo operaciones en aguas profundas tanto en el Golfo de México como en otras partes del mundo. Como parte del ciclo de mejora continua, se revisan periódicamente los estándares y procedimientos de la compañía incorporando las lecciones aprendidas, las recomendaciones y las mejores prácticas internacionales.

En este sentido, Repsol YPF dispone de planes de respuesta ante emergencias para aquellos escenarios que puedan tener un impacto ambiental, incluyendo dentro de éstos los de respuesta a derrames de hidrocarburos.

Estos planes de contingencia se elaboran de acuerdo a los escenarios de más riesgo basados en regulaciones locales, normativa interna y las mejores prácticas de la industria. Previamente son revisados y actualizados tanto al inicio de las operaciones de perforación como cuando se producen cambios que puedan afectar al normal funcionamiento de las operaciones. Dichos planes están sujetos a procesos de aprobación tanto interna como por parte de las autoridades gubernamentales apropiadas en el país de operación.

Antes de la puesta en marcha de las operaciones de construcción de pozos, se identifican todos los riesgos más significativos y se implantan acciones encaminadas a evitar el daño a las personas, el medio ambiente y las instalaciones, asegurándose de forma documentada que todos los aspectos técnicos han sido correctamente implementados y verificados. Adicionalmente, los servicios contratados están sujetos a supervisión e inspección periódica durante las operaciones con el fin de asegurar que las regulaciones locales, las normas internas y las mejores prácticas de la industria sean aplicadas.

Adicionalmente, Repsol YPF es miembro del OSR (*Oil Spill Response*), *Clean Gulf Associates* (CGA) y otras mutuas o consorcios para la intervención en grandes derrames. Estos consorcios proveen de soporte técnico y equipamientos para emergencias ambientales.

Energía sostenible y cambio climático

Durante el año 2011 se ha revisado y actualizado la Estrategia de Carbono 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

Tras la creación de la unidad de negocio de Nuevas Energías en 2010, que actualmente está ejecutando el despliegue de sus planes de acción, se considera necesario priorizar las actividades relativas a la reducción de intensidad de carbono en las operaciones de la compañía, focalizándose en los siguientes ámbitos:

- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO₂ y el consumo energético mediante la ejecución de planes sistemáticos que permitan el desarrollo de las oportunidades de reducción.
- Mercados de Carbono, centrados en la mitigación del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la Unión Europea (EU ETS), el desarrollo de proyectos de MDL y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección y desarrollo de tecnologías que permitan la transformación de CO₂ hacia productos de valor añadido.
- Estrategia de biocombustibles para su investigación, desarrollo, producción, mezcla y distribución.
- Desarrollo de nuevas tecnologías para el transporte, que contribuyan a garantizar el suministro con combustibles más limpios y con menor impacto para el medio ambiente.
- Integración de la gestión del carbono a lo largo de toda la cadena de valor de la compañía.

El Comité de Dirección de Repsol YPF es el responsable de la aprobación de la estrategia de carbono de la compañía y también de la evaluación de su puesta en práctica. Adicionalmente, desde 2005 la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente, incluidos los aspectos de cambio climático.

Repsol YPF ha fijado un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO₂ equivalente durante el periodo 2005-2013. Éste se despliega en objetivos anuales de reducción respecto a un escenario *business as usual*, los cuales son aprobados por el Comité de Dirección de la compañía y forman parte de los objetivos anuales de la mayoría de los empleados de Repsol YPF que disponen de retribución variable ligada a consecución de objetivos. Durante 2011 se ha producido una reducción de alrededor de medio millón de toneladas de CO₂ equivalente mediante acciones concretas de ahorro energético. La disminución acumulada como consecuencia de todas las acciones desplegadas entre 2006-2011 asciende a 2,1 millones de toneladas de CO₂ equivalente (más de un 80% del objetivo estratégico).

En el ámbito de la eficiencia energética cabe destacar la certificación por una entidad externa, en julio 2011, del Sistema de Gestión Energética de la refinería de A Coruña conforme a la nueva ISO 50001. Se trata de la primera instalación del mundo certificada con estas características. La implantación de este sistema permite:

- Consolidar criterios y buenas prácticas de gestión energética en la refinería, aplicarlas de forma homogénea entre las áreas, sistematizar los métodos de trabajo, priorizar oportunidades de mejora y conseguir que estos criterios de eficiencia estén presentes en todas las actividades que se realizan.
- Disminuir el consumo energético, gracias a la incorporación de todas las actividades relacionadas con la gestión energética en un ciclo de mejora continua. Para ello, es fundamental disponer de herramientas para identificar, analizar e implementar oportunidades de ahorro, así como monitorizar de forma eficiente tanto los consumos energéticos como los procesos o actividades relacionados.

Este sistema se enmarca en el compromiso de Repsol YPF de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático.

Tras el éxito de esta experiencia se ha decidido extender esta certificación a la refinería de Puertollano con la implantación de un Sistema de Gestión Energética para obtener la certificación ISO 50001.

Comunicación

Repsol considera que la comunicación es un elemento clave en su relación con la sociedad y, para su adecuada gestión, pone a disposición de sus principales grupos de interés distintas herramientas online y offline con las que informar de manera eficaz y transparente sobre sus actividades y negocios. La compañía apuesta por una estrategia de comunicación basada en la cercanía, la veracidad y la rapidez como principios esenciales de la gestión de la Dirección General de Comunicación.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas y analistas bursátiles. En los últimos años ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 41 analistas que siguen de manera efectiva la evolución de la compañía.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2011 unas 50.000 llamadas (una media de 190 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa (www.repsol.com) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado "Información para accionistas e inversores", que en 2011 tuvo más de 250.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (siendo la genérica infoaccionistas@repsol.com) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2011 se recibieron en estos buzones más de 5.000 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizó un *roadshow* (encuentros fuera de las oficinas de Repsol con inversores institucionales) en Europa, Estados Unidos y Asia, en el que participó la alta dirección, y otros 11 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a 12 conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 600 inversores institucionales contactados durante 2011. Por último, la Dirección de Relación con Inversores organizó un *field trip* (visita enfocada a que los analistas e inversores institucionales conozcan un activo representativo de la compañía, con la asistencia de la alta dirección y la dirección local) en Argentina y Bolivia, al que acudieron 38 analistas que siguen la evolución de la compañía.

Medios de comunicación

La Dirección General de Comunicación tiene el objetivo de atender a los medios de comunicación bajo los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información. Para ello, Repsol cuenta con distintos canales a través de los cuales gestiona las demandas informativas de los medios.

Las principales actividades llevadas a cabo por el Grupo Repsol en 2011 se dieron a conocer a los medios de comunicación a través de más de 60 comunicados, todos ellos disponibles en la Sala de Prensa de la web corporativa (www.repsol.com). A esta cifra hay que añadir los comunicados difundidos por los complejos industriales en España, los emitidos en los países donde opera la compañía, los vinculados con proyectos de patrocinio deportivo y los relacionados con negocios concretos, como los gases licuados del petróleo (GLP), o con la Fundación Repsol.

Con la finalidad de estrechar la relación con los profesionales de los medios de comunicación, durante 2011 se organizaron diversas ruedas de prensa y sesiones informativas. Entre ellas, cabe destacar la presentación por parte del presidente de Repsol, Antonio Brufau, de los resultados del ejercicio 2010, en la rueda de prensa que tuvo lugar el 24 de febrero de 2011, así como la atención a medios con motivo de la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011.

Asimismo, los profesionales de la información participaron en la visita realizada por los príncipes de Asturias y de Gales al Centro de Tecnología Repsol con motivo de la celebración de un seminario hispano-británico sobre biocombustibles obtenidos a partir de algas (31 de marzo), en la inauguración de la primera estación de servicio sostenible del mundo (13 de abril) y en el primer vuelo español con biocombustible (3 de octubre), entre otros eventos.

Con motivo de la puesta en marcha de la ampliación de la refinería de Cartagena, que constituye la mayor inversión industrial de la historia de España, con más de 3.000 millones de euros, la Dirección General de Comunicación organizó diversas visitas a las nuevas instalaciones con medios de comunicación internacionales, nacionales, regionales y locales.

La página web de la compañía dispone de una Sala de Prensa para facilitar a los profesionales de la comunicación informaciones de interés acerca del Grupo Repsol y sus actividades. Además de notas de prensa, incluye archivos gráficos y multimedia, publicaciones, dossiers específicos y *newsletter* dirigidas a periodistas de todo el mundo.

En 2011 se presentó *News*, una nueva herramienta de relación con periodistas que nace para dar a conocer historias y proyectos de Repsol desde un punto de vista menos marcado por la actualidad informativa y con un enfoque más didáctico. *News* se difunde a más de 2.000 periodistas, entre los que ha tenido una gran acogida. También se inició la actividad en las redes sociales, en concreto en Twitter, donde se difunden todos los comunicados de prensa y los datos más llamativos de la compañía y del sector energético.

Otra de las novedades de 2011 consistió en la traducción al español y distribución del reconocido libro *How the energy industry works* entre periodistas, instituciones, universidades y asociaciones, así como en las oficinas de Repsol en todo el mundo. Se trata de una obra muy didáctica y, por tanto, de una herramienta de uso habitual para todo aquel que no sea experto en la industria energética.

Con el objetivo de dar respuesta a las peticiones informativas de los periodistas, la Dirección General de Comunicación pone a su disposición un correo electrónico (prensa@repsol.com), a través del cual se atendieron más de 4.000 consultas y solicitudes de información a lo largo de 2011. Esta cifra demuestra el gran interés de los medios de comunicación por las actividades de Repsol. Gracias a este canal, la compañía responde a diario, de forma rápida y eficiente, a las numerosas demandas de los periodistas.

Fruto del constante trabajo de la Dirección General de Comunicación, la Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona concedió a Repsol en marzo de 2011 el Premio Llotja en reconocimiento a su compromiso por ofrecer información veraz, completa y accesible a periodistas, accionistas, analistas, inversores y al público en general, principalmente a través de sus Informes Anuales y de su página web.

Repsol en Internet

Con más de 10 años de experiencia en el mundo digital, el portal www.repsol.com es reconocido por su estrategia multicontenidos. A través de la misma, Repsol busca acercarse a los diferentes públicos con contenidos de interés que permitan el conocimiento y seguimiento de la compañía en tiempo real, así como la generación de relaciones de cercanía y diálogo a través de los cuatro blogs y su cada día más demostrada presencia en redes sociales.

Este reconocimiento llega de la mano de prestigiosas organizaciones, expertas en el medio y en la generación de relaciones de confianza, que otro año más han reconocido a Repsol entre los mejores. La consultora internacional KWD, que a través del ranking anual KWD webranking evalúa a cerca de 1.000 compañías de Europa, señala que Repsol han mantenido durante ocho años consecutivos el liderazgo español y además, en 2011 escala al top 5 de las mejores compañías europeas y la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que por sexta vez entregó a Repsol IX Premio AECA como empresa del Ibx 35 con mejor información financiera en Internet, entre otros.

En 2011, repsol.com desarrolló tres líneas de actuación para obtener estos éxitos. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado, audiovisual, interactivo y localizable en red, que facilita el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y de su modo de trabajar. El nuevo canal de Innovación y Tecnología, el rediseño de Productos y Servicios y los renovados apartados de Conocer Repsol y Responsabilidad Corporativa son ejemplo de ello.

En segundo lugar, estando a la mano del usuario a través de la presencia en dispositivos móviles como los teléfonos inteligentes y tabletas con las aplicaciones de la Guía Repsol y la generación de contenido visible en estos entornos.

Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de una mayor apuesta por la web 2.0, en la que la apertura del *blog* de Innovación Tecnológica se suma al diálogo ya instituido por los blogs de Dani Pedrosa, Marc Márquez y Cuchara de Palo, así como también

por la consolidación de los perfiles del Box Repsol y Guía Repsol que cumplen en 2011 el tercer año de vida en las principales redes sociales: Facebook y Twitter.

El resultado en cifras ha sido de un promedio mensual superior a las 70 millones de páginas vistas y cinco millones de visitas para web.repsol.com y una abrumadora actividad en redes sociales que alcanza los 100.000 fans en Facebook y 22.000 seguidores en Twitter, lo que representa un incremento sobre 2010 del 67% y 400%, respectivamente.

Gestión de intangibles

Una buena parte del valor de las empresas reside en sus intangibles, constituyendo la marca y la reputación dos valores estratégicos claves para la diferenciación y la generación de confianza entre los diferentes grupos de interés.

Por ello, en Repsol se impulsa la gestión de estos intangibles desde la Dirección de Estrategia de Comunicación, Reputación Corporativa y Marca.

Estrategia de marca

La marca constituye un activo clave en la estrategia de Repsol: un intangible capaz de concentrar todos los valores de la compañía, hacer que se vivan en toda la organización y trasladarlos en cada una de las relaciones con los diferentes grupos de interés.

Por esta razón, en 2011 se ha iniciado el desarrollo del Plan Estratégico de Marca, que tiene como objetivo dotar a la marca de una personalidad fuerte, consistente y diferencial en su expresión verbal y visual, gestionar su implementación a través de todos sus puntos de contacto y en la comunicación a todas sus audiencias y crear una cultura interna plenamente alineada con la marca.

Repsol ha sido reconocida como una de las mejores marcas en España en la edición de los Premios *Superbrands* 2011. Esta organización reconoce la excelencia en el campo del *branding* como sinónimo de consolidación en el mercado, garantía de calidad y confianza para sus públicos en más de 80 países en todo el mundo.

También en 2011 Repsol consiguió situarse entre las diez mejores marcas españolas en el ranking que bianualmente publica Interbrand, empresa referente a nivel mundial en valoración de marcas. En la edición de 2011 la marca Repsol se situó en el octavo puesto, mejorando su posición respecto a 2009, cuando alcanzó la novena plaza. La apuesta por la internacionalización, la innovación, las nuevas tecnologías y la adaptación a los nuevos patrones de consumo son las principales características de las marcas que se sitúan a la cabeza del ranking.

Reputación

En Repsol entendemos la reputación corporativa como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración entre todos sus grupos de interés. Esa confianza es un valor diferencial, demostrado en el hecho de que las empresas con mejor reputación son las de mayor valor. Una buena reputación las hace más competitivas porque impacta directamente en los resultados financieros, en la atracción y fidelización del talento, en la recomendación de los productos y en la capacidad para hacer frente a momentos de crisis.

Esto es especialmente relevante en sectores sensibles como el energético, siempre bajo la lupa por su trabajo directo con los recursos naturales y por su rol protagonista en el bienestar de las personas. Esto obliga a Repsol a actuar bajo estándares muy exigentes.

Como empresa pionera en materia de reputación, Repsol fue una de las cuatro empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y, en el año 2011, se convierte en uno de los patronos del *Corporate Excellence: Centre for Reputation Leadership*, un laboratorio de ideas en el que las grandes empresas españolas se unen para profesionalizar la gestión de la marca y la reputación corporativa a nivel global.

En Repsol se gestiona la reputación con el objetivo de impulsar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo. Para ello se mide su reputación de manera continua y se ha comenzado a desplegar un Plan Estratégico de Reputación Corporativa. También se ha puesto especial énfasis en la gestión de la reputación online.

En 2011 Repsol mantiene y mejora sus posiciones en el *top ten* de los principales indicadores nacionales e internacionales de reputación, como el Monitor Español de Reputación Empresarial (MERCOS) y *Fortune's World Most Admired Companies*, sectorial y por país.

Patrocinio deportivo

Durante el año 2011, Repsol participó en las competiciones de motor del más alto nivel mundial, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que supone el mejor banco de pruebas para sus carburantes y lubricantes. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las mejores expectativas de sus clientes.

La temporada 2011 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol ganó el Campeonato del Mundo de la mano de Casey Stoner. El Repsol Honda Team fue además Campeón del Mundo por equipos. El piloto australiano de Repsol ganó diez de los diecisiete grandes premios. Dani Pedrosa ganó en tres ocasiones y sólo la mala suerte ha impedido que llegara a final de temporada con opciones de luchar por el título. Por su parte, Andrea Dovizioso finalizó la temporada en tercer lugar. Como ejemplo de la supremacía del equipo Repsol, basta decir que en quince de los diecisiete grandes premios, dos de nuestros pilotos han estado en el podio.

En la categoría de Moto2 se estrenaba como debutante nuestro último Campeón del Mundo de 125cc, Marc Márquez. El piloto de Cervera no defraudó y, tras un complicado comienzo de la temporada, consiguió ganar siete carreras y llegar al final de la temporada como líder de la categoría. Un desafortunado accidente en la penúltima carrera terminó con sus opciones de conseguir el campeonato. A pesar de quedarse a las puertas del título, el piloto Repsol ha confirmado ser un fenómeno deportivo y mediático, lo que le convierte en un magnífico embajador de la marca, dentro y fuera de los circuitos.

Un año más, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina y el Outdoor en categoría femenina. Toni Bou ha ganado diez campeonatos del mundo. A sus 26 años, está a punto de convertirse en el piloto más laureado de la historia en esta especialidad. Por su parte, Laia Sanz se consolida, con once campeonatos del mundo, como la mejor en su categoría.

Repsol mantuvo el patrocinio personal de Marc Coma, que en enero se proclamó campeón del Dakar 2011 en categoría de motos.

En el Campeonato de España de Velocidad, que se ha convertido en la mejor cantera del Mundial, el equipo Repsol ha copado las tres primeras plazas en la categoría de 125cc.

Otros patrocinios

Repsol es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos. De ese modo, con el objetivo de Londres 2012, Repsol apuesta por consolidar el magnífico momento del deporte español.

Como novedad, este año el Grupo ha iniciado el patrocinio de un equipo de vuelo acrobático que ha logrado el Subcampeonato del Mundo, el Campeonato de España, y que ha participado en varias exhibiciones áreas.

Nueva sede de Repsol

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008, quedando prácticamente finalizados los trabajos en 2011.

Durante el pasado ejercicio se finalizó la estructura sobre rasante y se ejecutó el 100% de la fachada; los trabajos de instalaciones se culminaron, encontrándose actualmente en fase de puesta en marcha. También se ha procedido, durante el mes de octubre, a la plantación de los árboles del jardín. Asimismo, se ha iniciado la ejecución de la obra de urbanización interior.

También se finalizó el proyecto de ejecución de la habilitación interior con el diseño de los distintos espacios tipo y se ha trabajado en el diseño y funcionamiento de los servicios más importantes, con la colaboración de los integrantes del Equipo Campus (formado por 54 representantes de las distintas direcciones del Grupo que canaliza las vías de participación y opinión de las áreas en el proyecto de cambio) y con los representantes sindicales. El grado de ejecución en obra de este proyecto de habilitación interior alcanza el 52%.

El índice de frecuencia de accidentes con baja, durante el año 2011, se mantiene por debajo de cinco, lo que constituye un hito en el sector de la construcción de edificios.

Finalmente, se ha trabajado con cada unidad para estudiar en detalle su implantación real en el campus empresarial, finalizándose el trabajo con una simulación de implantación, chequeo de funcionamiento de espacios y recogida de necesidades especiales.

A lo largo del mes de noviembre y primeros días de diciembre, cerca de 1.000 empleados han visitado la oficina piloto que expresamente se ha habilitado para la ocasión, así como los espacios más singulares del edificio.

Entre el mes de abril y junio de 2012 está previsto que comience la ocupación del Campus.

La futura sede de Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 metros cuadrados donde se ofrecerán diferentes servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 metros cuadrados. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad.



Informe Anual de Gobierno Corporativo 2011

A. Estructura de la propiedad	250
B. Estructura de la administración de la Sociedad	257
C. Operaciones vinculadas	285
D. Sistemas de control de riesgos	290
E. Junta General	294
F. Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo	300
G. Otras informaciones de interés	311
Anexo al informe anual de gobierno corporativo de Repsol YPF, s.A. del ejercicio 2011.....	318
Informe del Auditor Externo sobre la efectividad del sistema de Control Interno sobre la Información Financiera	330

A Estructura de la propiedad

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la Sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social Euros	Número de acciones	Número de derechos de voto
15-12-2000	1.220.863.463,00	1.220.863.463	1.220.863.463

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:
NO

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos ^(*)	% sobre el total de derechos de voto
Sacyr Vallehermoso, S.A.	0	122.208.433	10,010
CaixaBank, S.A.	156.794.359		12,843
Petróleos Mexicanos	0	115.884.041	9,492
Blackrock Inc.	0	37.475.651	3,070

(*) A través

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	10,010
Petróleos Mexicanos	Entidades financieras	115.884.040	9,492
Petróleos Mexicanos	Pemex Internacional España, S.A.	1	0,000
Blackrock Inc.	Blackrock Investment Management (UK) LTD.	37.475.651	3,07

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	25/01/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	28/01/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	01/02/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	04/02/2011	Se ha superado el 3% del capital social

Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	21/02/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	06/04/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	15/04/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	18/04/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	05/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, s.A.	12/09/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Barclays PLC	01/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Barclays PLC	04/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Blackrock, INC	07/03/2011	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	11/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	15/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	18/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	19/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
CaixaBank, S.A.	19/01/2011	Se ha superado el 10% del capital social
Crédit Agricole, S.A.	30/08/2011	Se ha superado el 3% del capital social
Crédit Agricole, S.A.	02/09/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	30/06/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	01/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	04/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	05/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	07/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	14/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	15/07/2011	Se ha superado el 3% del capital social
J.P. Morgan Securities LTD.	19/07/2011	Se ha descendido del 3% del capital social
Petróleos Mexicanos	30/08/2011	Se ha superado el 5% del capital social
Repinves, s.A.	19/01/2011	Se ha descendido del 5% del capital social
Sacyr Vallehermoso, s.A.	21/12/2011	Se ha descendido del 20% del capital social
Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, s.L.	21/12/2011	Se ha descendido del 20% del capital social

A.3

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos ^(*)	% sobre el total de derechos de voto
D. Antonio Brufau Niubó	237.602	0	0,019
D. Isidro Fainé Casas	242	0	0,000
D. Juan Abelló Gallo	1.000	81.926	0,007
Dña. Paulina Beato Blanco	100	0	0,000
D. Artur Carulla Font	33.344	0	0,003
D. Mario Fernández Pelaz	4.000	0	0,000

D. Ángel Durández Adeva	5.950	0	0,000
D. Javier Echenique Landiribar	0	17.200	0,001
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	5.816	1.832	0,001
D. José Manuel Loureda Mantiñán	50	27.200	0,002
D. Juan María Nin Génova	242	0	0,000
Pemex Internacional España, s.A.	1	0	0,000
D. Henri Philippe Reichstul	50	0	0,000
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.200	0	0,000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	8.038	0	0,001

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
D. Juan Abelló Gallo	Arbarin, Sicav, s.A.	81.926	0,007
D. Javier Echenique Landiribar	Bilbao Orvieto, s.L.	17.200	0,001
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Prilou, s.L.	27.200	0,002

% TOTAL DE DERECHOS DE VOTO EN PODER DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN 0,035

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de opción directos	Número de derechos de opción indirectos	Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos de voto
--	---------------------------------------	---	---------------------------------	--------------------------------------

A.4

Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
---	------------------	-------------------

A.5

Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Societaria	Repsol YPF participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank,S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6

Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

SI

Intervinientes del pacto parasocial	% del capital social afectado	Breve descripción del pacto
Sacyr Vallehermoso, s.A., Petróleos Mexicanos y PMI Holdings, b.v.	29,502	Con fecha 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó, mediante el Hecho Relevante nº 149479, la suscripción de un pacto parasocial con Petróleos Mexicanos relativo a Repsol YPF, S.A., cuyo objeto era, entre otros: (i) regular el ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Pemex de manera sindicada, y (ii) el establecimiento de determinadas condiciones a la libre de transmisión de acciones por Sacyr y Pemex.

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

SI

Intervinientes acción concertada	% del capital social afectado	Breve descripción del concierto
Sacyr Vallehermoso, s.A., Petróleos Mexicanos y PMI Holdings, b.v.	29,502	Con fecha 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó, mediante el Hecho Relevante nº 149479, la suscripción de un pacto parasocial con Petróleos Mexicanos relativo a Repsol YPF, S.A., cuyo objeto era, entre otros, regular el ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Pemex de manera sindicada.

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

Con fecha 20 de diciembre de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó mediante el Hecho Relevante número 155225: (i) la transmisión a determinados bancos acreedores de 122.086.346 acciones de Repsol YPF, S.A., representativas de un 10% del capital social de la Sociedad; (ii) la reducción consiguiente hasta un 10,01% de la participación en Repsol YPF, S.A. de su filial íntegramente participada, Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.U.; y (iii) la modificación de las bases del acuerdo de accionistas suscrito el 29 de agosto de 2011 entre Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos, y PMI Holdings, B.V., que debía entenderse, en consecuencia, resuelto.

Posteriormente, con fecha 31 de enero de 2012, Sacyr Vallehermoso, S.A. y Petróleos Mexicanos comunicaron, mediante la remisión del Hecho Relevante nº 157258, la firma de un convenio de terminación anticipada del referido acuerdo de accionistas, en virtud del cual las partes acordaron darlo por terminado y resolverlo de forma anticipada, reconociéndose mutuamente no tener nada que reclamarse y renunciando en los más amplios términos al ejercicio de cualquier acción o derecho que les pudiera corresponder conforme al mismo.

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

NO

Nombre o denominación social

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirecta ^(*)	% total sobre capital social
122.086.346	0	10

^(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
TOTAL:	0

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% sobre capital social
20/12/2011	122.086.346		10

Plusvalía / (Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros) **10.248**

A.9

Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

“Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., 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, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito 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.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.”

A.10

Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social.

Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

SÍ

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal **3,000**

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

NO

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria

Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto

El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

NO

Descripción de las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social

A.11

Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

NO

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

B

Estructura de la administración de la Sociedad

B.1

Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros	9

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Presidente	23-07-1996	15-04-2011	Cooptación
D. Isidro Fainé Casas		Vicepresidente	19-12-2007	14-05-2008	Cooptación
D. Juan Abelló Gallo		Vicepresidente	29-11-2006	15-04-2011	Cooptación
Dña. Paulina Beato Blanco		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Artur Carulla Font		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario Fernández Pelaz		Vocal	15-04-2011	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Duráñez Adeva		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiribar		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Vocal	14-05-2009	14-05-2009	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Vocal	31-01-2007	15-04-2011	Cooptación
D. Juan María Nin Génova		Vocal	19-12-2007	14-05-2008	Cooptación
Pemex Internacional España, s.A.	José Manuel Carrera Panizzo	Vocal	26-01-2004	30-04-2010	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Vocal y Secretario	02-02-2005	14-05-2009	Cooptación
NÚMERO TOTAL DE CONSEJEROS					15

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
D. Luis del Rivero Asensio	Dominical	20-12-2011
D. Carmelo de las Morenas López	Independiente	15-04-2011

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS		
Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Cargo en el organigrama de la Sociedad
D. Antonio Brufau Niubó	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Consejero, Secretario General y del Consejo de Administración
NÚMERO TOTAL DE CONSEJEROS EJECUTIVOS		2
% TOTAL DEL CONSEJO		13,33

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES		
Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
D. Isidro Fainé Casas	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, s.A.
D. Juan Abelló Gallo	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr Vallehermoso, s.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr Vallehermoso, s.A.
D. Juan María Nin Génova	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, s.A.
Pemex Internacional España, s.A.	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Petróleos Mexicanos
NÚMERO TOTAL DE CONSEJEROS DOMINICALES		5
% TOTAL DEL CONSEJO		33,33

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	Perfil
Dña. Paulina Beato Blanco	Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico y miembro del Consejo especial para la promoción de la Sociedad del Conocimiento en Andalucía.
D. Artur Carulla Font	Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L. y Reserva Mont-Ferrant, S.A., Consejero y Secretario de Arbora & Ausonia, S.L.U. y Consorcio de Jabugo, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).
D. Luis Carlos Croissier Batista	Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Domínguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Grupo Copo de Inversiones, S.A., y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.
D. Mario Fernández Pelaz	Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Actualmente es Presidente de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa) y Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.
D. Ángel Durández Adeva	Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España Comunicación, S.A., Consejero de Quantica Producciones, SL, miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

D. Javier Echenique Landiribar	Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Presidente del Banco Guipuzcoano, Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo, Fundación Altuna y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.
D. Henri Philippe Reichstul	Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Asesor Internacional del Grupo Credit Agricole, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.
NÚMERO TOTAL DE CONSEJEROS INDEPENDIENTES	
8	
% TOTAL DEL CONSEJO	
53,33	

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento
NÚMERO TOTAL DE OTROS CONSEJEROS EXTERNOS	
% TOTAL DEL CONSEJO	

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:
Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Nombre o denominación social del accionista	Justificación
---	---------------

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

NO

Nombre o denominación social del accionista	Explicación
---	-------------

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese
D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Con fecha 20 de diciembre de 2011, D. Luis del Rivero Asensio comunicó a la Sociedad, mediante carta, su renuncia al cargo de Consejero como consecuencia de la venta por parte de Sacyr Vallehermoso a sus bancos financiadores del 10% de Repsol YPF, S.A.

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción
--	-------------------

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	YPF. S.A.	Presidente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	YPF. S.A.	Director Titular

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Abertis Infraestructuras, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Telefónica, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero

D. Ángel Durández Adeva	Mediaset España Comunicación, s.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiribar	Banco Sabadell, s.A.	Vicepresidente
D. Javier Echenique Landiribar	Actividades de Construcción y Servicios (Acs), s.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiribar	Grupo Empresarial ENCE, s.A.	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, s.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, s.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, s.A.	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, s.A.	Consejero

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

NO

Explicación de las reglas

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	SÍ	NO
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control		X
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	X	

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a. En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Miles de euros
Retribución Fija	8.325
Retribución Variable	7.369
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	56
TOTAL	15.750

Otros Beneficios	Miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.671
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	294
Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los consejeros	0

b. Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Miles de euros
Retribución Fija	611
Retribución Variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	0
TOTAL	611

Otros Beneficios	Miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	0
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los consejeros	0

c. Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por Sociedad Miles de euros	Por Grupo Miles de euros
Ejecutivos	11.482	611
Externos Dominicales	1.840	0
Externos Independientes	2.428	0
Otros Externos	0	0
TOTAL	15.750	611

d. Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante:

Remuneración total consejeros (en miles de euros)	16.361
Remuneración total consejeros/beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,74

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Downstream
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D. G. Upstream
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero y de Empresas Participadas
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización
D. Antonio Gomis Sáez	D. G. Repsol Argentina
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D. Auditoría y Control
D. Miguel Ángel Devesa del Barrio	D. G. Económico Financiero
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y Gabinete de Presidencia
Dña. Mª Victoria Zingoni	D. Relación con Inversores
D. Pedro Antonio Merino García	D. Estudios y Análisis del Entorno
REMUNERACIÓN TOTAL ALTA DIRECCIÓN (en miles de euros)	18.022

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiarios	12	
	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SÍ	NO
¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	NO	

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto:

Procesos para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establecen, en su artículo 45, que:

“Los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo de Administración y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tendrán derecho a percibir de la Sociedad 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 otras que fueren obligatorias, y de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%. Corresponde al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de aquel límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero dentro del Consejo y de sus comisiones. La Sociedad está facultada para hacer pagos anticipados a cuenta de la futura participación en el beneficio.

Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la Sociedad, derechos de opción sobre acciones, o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones, o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas.

Las percepciones previstas en este artículo serán compatibles e independientes de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase establecidos para aquellos miembros del Consejo de Administración que cumplan funciones ejecutivas, cualquiera que sea la naturaleza de su relación con la sociedad, ya laboral (común o especial de alta dirección), mercantil o de prestación de servicios. De estas retribuciones se informará en la Memoria y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos.”

Adicionalmente, en relación con la remuneración de los Consejeros, el artículo 5.3.c del Reglamento del Consejo reserva al pleno del Consejo de Administración la competencia de aprobar la retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. contempla:

“Artículo 24. Retribución del Consejero

- 1. El cargo de Consejero de Repsol YPF, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales.*

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación, así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada Consejero por el trabajo realizado en ese período.

- 2. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria anual informará, de manera individualizada, de la cuantía de la remuneración percibida durante el ejercicio por cada uno de los Consejeros por el desempeño de sus funciones como tales y por el desempeño de responsabilidades ejecutivas, desglosando los diferentes conceptos que la integran.*
- 3. Los Consejeros Externos quedarán en todo caso excluidos de los sistemas de previsión financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivo a largo plazo, tales como opciones de compra de acciones.”*

Por último, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribución del mismo, valorando la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades que se exijan a los Consejeros; así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones:

A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.	NO
La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.	SI

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

	SÍ
Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen	SI
Conceptos retributivos de carácter variable	SI
Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente.	SI
Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán	SI

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

NO

Cuestiones sobre las que se pronuncia el informe sobre la política de retribuciones

La Sociedad tiene previsto someter a votación consultiva, como punto separado del orden del día, en la próxima Junta General de Accionistas, el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A.

Por otro lado, en la reunión del Consejo de Administración celebrada el 23 de febrero de 2011 se sometió al Consejo el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A. que había sido previamente aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en su sesión del día 16 de febrero de 2011 y cuyo texto se puso a disposición de los accionistas en el momento de convocatoria de la Junta celebrada el 15 de abril de 2011.

El Informe contiene una explicación sobre los principios generales de la política retributiva de los Consejeros y el detalle de la estructura de retribuciones de los Consejeros, distinguiendo entre la retribución fija devengada en el ejercicio de las funciones inherentes al cargo de Consejero de Repsol YPF, S.A., la retribución fija devengada como miembros del órgano de administración de otras sociedades del Grupo y la retribución fija devengada en el ejercicio de funciones ejecutivas. Se incluye también la retribución variable anual y plurianual devengada.

Papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones

De conformidad con lo previsto en el artículo 33.4.a) del Reglamento del Consejo de Administración, le corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribuciones del mismo, valorando en su propuesta la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades exigidas a los Consejeros, así como en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por el desempeño de sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

A estos efectos, en la reunión celebrada el 16 de febrero de 2011, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones informó favorablemente sobre el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A. que fue posteriormente aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del día 23 de febrero y puesto a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011.

¿Ha utilizado asesoramiento externo?	Sí
Identidad de los consultores externos	Hay Group

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Presidente
D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero

D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Vallehermoso División Promoción, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Presidente
D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	Caixabank, S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Somague S.C.P.S., S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Caixabank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado
D. Juan María Nin Génova	Criteria CaixaCorp, S.A.	Vicepresidente

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
D. Luis Fernando del Rivero Asensio	Sacyr vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 13,098% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Juan Abelló Gallo	Sacyr vallehermoso, S.A.	Es representante de la sociedad Nueva Compañía de Inversiones, S.A. en el cargo de Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Juan Abelló Gallo	Sacyr vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 9,623% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Luis Carlos Croissier Batista	Sacyr vallehermoso, S.A.	Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 12,65% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr vallehermoso, S.A.	Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí

Descripción modificaciones

El 23 de febrero de 2011 el Consejo de Administración acordó modificar los artículos 9 (*Convocatoria y lugar de celebración*), 25 (*El Presidente del Consejo de Administración*) y 32 (La Comisión de Auditoría y Control) del Reglamento del Consejo con el fin de: (I) Incorporar en el sistema de gobierno corporativo de Repsol YPF la figura del Consejero Independiente Coordinador o *lead independent director*, en línea con las mejores prácticas en la materia; y (II) adaptar el artículo 32, relativo a la Comisión de Auditoría y Control, a la redacción dada a la Disposición Adicional 18ª de la Ley del Mercado de Valores, reguladora del Comité de Auditoría de entidades emisoras de valores admitidos a negociación en mercados regulados, por la Ley de Reforma de la Ley de Auditoría de Cuentas (Ley 12/2010, de 30 de junio).

Asimismo, el 28 de septiembre de 2011 el Consejo de Administración acordó modificar los artículos 19 (*Obligación de no competencia*) y 22 (*Operaciones vinculadas*) del Reglamento del Consejo con el fin de reforzar los mecanismos de protección existentes en materia de competencia y operaciones vinculadas. La modificación del artículo 19 consistió en particular en un refuerzo de las medidas aplicables en los supuestos en que un consejero de la Sociedad se dedique, por cuenta propia o ajena, a actividades que entrañen competencia con la Sociedad. La modificación del artículo 22 consistió por su parte en reforzar el régimen de aprobación de operaciones vinculadas entre la Sociedad y sus consejeros, accionistas significativos o personas a ellos vinculadas. Todo ello de conformidad con las últimas evoluciones legislativas en esta materia, los principios internacionales de buen gobierno tales como los Principios del *American Law Institute* y el Libro Verde de la Comisión Europea *“La normativa de gobierno corporativo de la UE”*, de 5 de abril de 2011.

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Nombramiento

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

- a. Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

- b. Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

- c. Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

- d. Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

- e. Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

- f. Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

- g. Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

- h. No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

- i. Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representaran hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (I) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (II) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Reelección

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

Cese

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado B.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado siguiente.

B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

- a. Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.
- b. Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.
- c. Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:
 - I. Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o
 - II. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:
 - Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
 - Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

SÍ

Medidas para limitar riesgos

De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A., el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía. No obstante, el apartado 5 del citado artículo 25 establece que:

“En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- a. Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
- b. Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
- c. Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
- d. Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
- e. Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.”

Asimismo, el artículo 9 del Reglamento del Consejo recoge que *“El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.”*

Por otro lado, el citado artículo 25 establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración.

Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:

“Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga.”

Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:

- 1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol YPF, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.
- 2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:
 - a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;
 - b) La política de inversiones y financiación;
 - c) La política de gobierno corporativo;
 - d) La política de responsabilidad social corporativa;
 - e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;
 - f) La política de control y gestión de riesgos; y
 - g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

3. Las siguientes decisiones:
 - a. Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;
 - b. Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;
 - c. La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.
4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.
5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:
 - a. Constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros y de carácter permanente para el Grupo Repsol YPF o ajena a la actividad principal de la Compañía.
 En los demás casos, será de aplicación el primer párrafo del apartado e) siguiente. Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones en la constitución de nuevas sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades y entidades ya existentes que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.
 - b. Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.
 - c. Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol YPF.
 - d. Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.
 - e. Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.
 Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:
 - Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.
 - Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.
 - Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y el Plan Estratégico del Grupo.
 En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.
 - f. Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol YPF, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.
 - g. Concesión de fianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo.
 - h. Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol YPF, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.
 - i. Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.
 - j. Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol YPF.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

SÍ

Explicación de las reglas

El Consejo de Administración de Repsol YPF, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25,5 del Reglamento del Consejo dispone que:

“En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- a) *Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.*
- b) *Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.*
- c) *Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.*
- d) *Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.*
- e) *Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.”*

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que *“El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.”*

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

SÍ

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

Adopción de acuerdos		
Descripción del acuerdo	Quórum	Tipo de Mayoría
Modificación del artículo 19 del Reglamento del Consejo	Mitad más uno de los Consejeros	Tres cuartos de los miembros del Consejo
Modificación del artículo 22 del Reglamento del Consejo	Mitad más uno de los Consejeros	Tres cuartos de los miembros del Consejo

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

NO

Descripción de los requisitos

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

SÍ

Materias en la que existe voto de calidad

De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

NO

Edad límite Presidente

Edad límite consejero delegado

Edad límite consejero

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

NO

Número máximo de años de mandato

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación.

Explicación de los motivos y de las iniciativas

La selección de todos los miembros del Consejo se ha efectuado de manera objetiva, atendiendo a su reconocido prestigio, conocimientos y experiencia profesional para el desempeño del cargo, sin que en dichos procesos de selección se haya producido discriminación alguna.

Por otro lado, el 19 de diciembre de 2007, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. aprobó un nuevo texto refundido de su Reglamento que, entre otras materias, atribuye a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración establece expresamente que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y sus resultados.

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

NO

Señale los principales procedimientos

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su Presidente:

Número de reuniones del Consejo	12
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la Comisión ejecutiva o delegada	5
Número de reuniones del Comité de auditoría	10
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos y retribuciones	5
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos	0
Número de reuniones de la Comisión de retribuciones	0

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	1
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	0,52

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

Sí

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y de Empresas Participadas

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.
- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.
- Requerir periódicamente de los Auditores y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos de control interno del Grupo.
- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquellas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.
- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además

su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

B.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese

De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros.

Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	Sí
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	Sí
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	Sí
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	Sí

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

Sí

Observaciones	El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.
----------------------	--

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol YPF.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (*La Comisión de Auditoría y Control*) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación

escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol YPF dispone de la Dirección de Relaciones con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

NO

Auditor saliente

Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

NO

Explicación de los desacuerdos

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

SÍ

	Sociedad	Grupo	Grupo
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	455	808	1263
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	21,41	14,07	16,05

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

NO

Explicación de las razones

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	21	21
Nº de años auditados por la firma actual de auditoría / Nº de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	100	100

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la Sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	0,008	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Gas Natural SDG, S.A.	0,011	–
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A.	0,000	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A.	0,000	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	0,000	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	0,002	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol – Gas Natural LNG, S.L.	0,000	Consejero

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

SÍ

Detalle el procedimiento

El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo.
- La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.

Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

SÍ

Detalle el procedimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.

Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

SÍ

Explique las reglas

De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.

A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

NO

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones
----------------------	-------------	---------------

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

NO

Decisión tomada	Explicación razonada
-----------------	----------------------

Procede continuar/No procede

B.2

Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Ejecutivo
D. Isidre Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Juan Abelló Gallo	Vocal	Dominical
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
Pemex Internacional España, s.a.	Vocal	Dominical
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

COMISIÓN DE AUDITORÍA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
D. Ángel Durández Adeva	Presidente	Independiente
Dña. Paulina Beato Blanco	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Juan María Nin Génova	Vocal	Dominical
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Juan María Nin Génova	Presidente	Dominical
D. Juan Abelló Gallo	Vocal	Dominical
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
Pemex Internacional España, s.a.	Vocal	Dominical

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones:

Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	SÍ
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	SÍ
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	SÍ
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	SÍ
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	SÍ
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	SÍ
Asegurar la independencia del auditor externo	SÍ
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.	SÍ

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Comisión delegada

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2011 esta Comisión se ha reunido en cinco ocasiones.

Comisión de auditoría y control

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, sin que puedan formar parte de la misma los Consejeros ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejercerá por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política y los objetivos de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y actuará como Secretario del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2011 se ha reunido en diez ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de nombramientos y retribuciones

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos Independientes.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2011 se ha reunido en cinco ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de estrategia, inversiones y responsabilidad social corporativa

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de tres Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos o no Ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol YPF; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol YPF en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol YPF; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2011 se ha reunido en dos ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión Delegada	Ver B.2.3
Comisión de Auditoría y Control	Ver B.2.3
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Ver B.2.3
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	Ver B.2.3

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). La Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2011.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí

En caso negativo, explique la composición de su comisión ejecutiva

C

Operaciones vinculadas

C.1

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

Sí

C.2

Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe Miles de euros
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Recepción de servicios	5.858
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	124
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Arrendamientos	887
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	256.510
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Prestación de servicios	9.873
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	68.674
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Otros ingresos	143
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	202
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	41.700
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	35.777
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Gastos financieros	26.418
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Arrendamientos	422
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Recepción de servicios	2.004
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Otros gastos	10.639
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Ingresos financieros	35.846
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	124
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Otros ingresos	249
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Prestación de servicios	1.752
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	187.133
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	65
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	782.258
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Garantías y avales recibidos	33.826
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	91.764
Caixabank ,S.A.	Grupo Repsol YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	201.099
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Comercial	Recepción de servicios	357
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	2.750.907
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Comercial	Otros gastos	421
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Contractual	Ingresos financieros	489
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Comercial	Prestación de servicios	29.892
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	40.256
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Comercial	Otros ingresos	3.810
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Contractual	Garantías y avales prestados	100.291
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Contractual	Compromisos adquiridos	543.524
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	61.614
Petróleos Mexicanos	Grupo Repsol YPF	Comercial	Gastos financieros	28

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la operación	Tipo de la operación	Importe Miles de euros
Directivos de la Compañía	Grupo Repsol YPF	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	584

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe Miles de euros
---	-----------------------------------	---------------------------

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

SÍ

Nombre o denominación social del consejero	Descripción de la situación de conflicto de interés
Antonio Brufau Niubó	a. Todos los acuerdos relativos a la remuneración del Presidente han sido adoptados sin su participación. b. El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. c. El acuerdo de reelección como Presidente del Consejo de Administración y como miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.
Luis Suárez de Lezo Mantilla	Todos los acuerdos relativos a la remuneración del Consejero Secretario General han sido adoptados sin su participación.
Luis Carlos Croissier Batista	a. El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación. b. El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.

Luis Fernando del Rivero Asensio	<p>a. El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación.</p> <p>b. El acuerdo de su reelección como Vicepresidente 1° del Consejo de Administración y miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.</p> <p>c. Los acuerdos relativos a su cese como Vicepresidente 1° y como miembro de la Comisión Delegada han sido adoptados, en la reunión del Consejo de 26 de octubre de 2011, sin su participación.</p> <p>d. El acuerdo para la autorización de la compra de autocartera representativa del 10% de las acciones de Repsol YPF, S.A. fue aprobado, por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2011, sin su participación.</p>
Juan Abelló Gallo	<p>a. El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación.</p> <p>b. El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.</p> <p>c. El acuerdo relativo a su nombramiento como Vicepresidente del Consejo de Administración y miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 26 de octubre de 2011, sin su participación.</p> <p>d. El acuerdo para la autorización de la compra de autocartera representativa del 10% de las acciones de Repsol YPF, S.A. fue aprobado, por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2011, sin su participación.</p>
Jose Manuel Loureda Mantiñan	<p>a. El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación.</p> <p>b. El acuerdo para la autorización de la compra de autocartera representativa del 10% de las acciones de Repsol YPF, S.A. fue aprobado, por el Consejo de Administración de 18 de diciembre de 2011, sin su participación.</p> <p>c. Asimismo, el acuerdo previo adoptado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el mismo día 18 de diciembre de 2011, relativo al informe favorable sobre la adquisición de autocartera fue adoptado sin su participación.</p>
Ángel Durández Adeva	<p>a. El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 23 de febrero de 2011, sin su participación.</p> <p>b. El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Auditoría y Control ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 15 de abril de 2011, sin su participación.</p>

C.6

Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol YPF en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol YPF, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol YPF. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol YPF y Repsol YPF o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol YPF, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol YPF dispone en su apartado 6.4., en cuanto a los Directivos, que *"Repsol YPF reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol YPF.*

Los empleados de Repsol YPF deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la empresa, se abstendrán de representar a la Compañía e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, él mismo o un pariente cercano, tuviera interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol YPF.

Asimismo, los empleados no podrán realizar tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente o puedan llegar a hacerlo con las de Repsol YPF.

Los empleados de Repsol YPF que pudieran verse afectados por un conflicto de intereses, lo comunicarán al responsable de su Área, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así, evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida."

C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

NO

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

D Sistemas de control de riesgos

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

Repsol YPF desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todos los ámbitos del negocio del petróleo y del gas. Como consecuencia, Repsol YPF incurre en:

- riesgos de mercado, derivados de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados, tipos de cambio y tipos de interés,
- riesgos financieros, que incluyen aquellos relacionados con las posiciones de liquidez y solvencia de Repsol, así como los de contraparte, derivados de los contratos financieros y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes,
- riesgos, relacionados con la estrategia de la compañía, gestión del portafolio y asignación de recursos asociados a decisiones internas que requieren de la aprobación del Comité de Dirección/Consejo de Administración,
- riesgos regulatorios y de cumplimiento, relacionados con cambios regulatorios y con el cumplimiento de la regulación y normativa aplicable en materia legal, fiscal, seguridad y medio ambiente, reporte, y aspectos de gobierno corporativo,
- riesgos operativos asociados a la eficacia y eficiencia de las operaciones, son aquellos que pudieran materializarse en el caso de existencia de procesos internos inadecuados o erróneos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, de seguridad y medio ambiente y riesgos de reputación, como los relacionados con la ética y el impacto social de los negocios),
- riesgos de entorno económico relacionados con factores exógenos a la compañía, como el contexto macroeconómico, sector en el que opera, riesgo-país, catástrofes naturales, competidores, relación con socios y la percepción de las partes interesadas.

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su Plan Estratégico. Repsol YPF lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de sus actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol YPF dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en la medida en que sea posible. El análisis de los riesgos es un elemento integral de los procesos de toma de decisión del grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno centralizados como en la gestión de los negocios, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Cabe destacar, entre otras, las siguientes unidades de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos:

Unidad de Proyectos de Auditoría, enfocada a la permanente evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de garantizar que los riesgos potenciales de todo tipo (estratégicos, operativos, financieros, de entorno, regulatorios, ...) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol YPF, se encuentren en todo momento identificados, medidos y controlados. En el desarrollo de dicha función se vela por que los controles de la compañía garanticen el adecuado cumplimiento de la regulación y normativa aplicables, la salvaguarda de los activos, la fiabilidad de la información financiera y de gestión y la prevención del fraude.

Unidad de Gestión de Riesgos de Crédito, encargada de:

- el seguimiento y control del riesgo de crédito del Grupo,
- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de crédito, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,
- el análisis y control del riesgo de crédito generado por las actividades del Grupo, incluyendo el establecimiento de límites de riesgo de crédito individuales por contraparte,
- la definición de los criterios sobre dotaciones, aplicaciones de provisión para insolvencias, refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas,
- la aceptación, validación y custodia de garantías entregadas de terceros,
- el análisis de solvencia de contrapartes financieras,
- la aprobación de ampliaciones en las condiciones de pago de clientes.

Unidad de Middle Office de Mercados, encargada de:

- el cálculo, seguimiento, control y valoración a mercado de las posiciones de liquidez, posiciones de riesgo de tipo de cambio y de tipo de interés,
- medición del riesgo de la posición y análisis de sensibilidad del resultado y del valor de los productos e instrumentos contratados a los distintos factores de riesgo,
- desarrollo y validación de la metodología de medición y valoración de instrumentos y posiciones según mejores prácticas de mercado.

Unidad de Seguimiento de Riesgos, encargada de:

- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de precio de commodities, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,
- el seguimiento y control del riesgo de precio de commodities del Grupo,

Unidad de Seguros, encargada de:

- el análisis y la evaluación de los riesgos accidentales que pueden afectar a los activos y actividades del Grupo,
- la definición de la política de financiación de estos riesgos más eficiente, mediante la combinación óptima de medidas de autoseguro y de transferencia de riesgo,
- la contratación de las coberturas de seguro que, en cada caso, se considere conveniente,
- la negociación de las indemnizaciones derivadas de los accidentes asegurados.

Unidad de Seguridad y Medio Ambiente, encargada de:

- Definir los objetivos y líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente de compañía y realizar su seguimiento.

- Establecer la normativa corporativa (política, normas, procedimientos, manuales y guías) de seguridad y medio ambiente de ámbito mundial general de la compañía y los mecanismos necesarios para su difusión.
- Identificar y liderar proyectos corporativos de seguridad y medio ambiente y asesorar a las Unidades en la implantación de los mismos y realizar su seguimiento.
- Establecer los indicadores clave de desempeño, realizar el seguimiento del desempeño de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente y proponer acciones de mejora.
- Promover la creación de grupos de trabajo y el intercambio de las mejores prácticas en seguridad y medio ambiente.
- Coordinar las auditorías de seguridad y medio ambiente y realizar su seguimiento.

Unidad de Responsabilidad Corporativa, perteneciente a la Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales, encargada de asesorar, impulsar y coordinar la estrategia conjunta de la Responsabilidad Corporativa de la Compañía. La Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales es responsable de:

- Hacer el seguimiento del desempeño de la compañía en los 7 principios de la RC, e informar a la Comisión Estrategia, Inversiones, y Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración, al Comité de Dirección y al Comité de Responsabilidad Corporativa.
- Hacer el seguimiento de la aplicación del Sistema de Coordinación de RC.
- Proponer al Comité de Responsabilidad Corporativa las líneas estratégicas de RC, así como coordinar en colaboración con las Unidades de la compañía el desarrollo de los planes plurianuales de RC.
- Coordinar el diálogo con las partes interesadas de la compañía a nivel corporativo y transmitir sus expectativas al Comité de Responsabilidad Corporativa.
- Proponer elementos de gobierno, tales como normativa corporativa, manuales o guías, objetivos, indicadores y otras herramientas de gestión en materia de coordinación de la RC.
- Consolidar la información relativa a RC a nivel corporativo y coordinar la elaboración de las herramientas de comunicación de la compañía en materia de RC a nivel corporativo, tales como el Informe Anual de RC y la web de RC y preparar la información necesaria para la cotización en índices de sostenibilidad o que sea requerida por accionistas o inversores en relación con criterios éticos, sociales y ambientales.
- Identificar y liderar proyectos e iniciativas de RC, asesorar a las Unidades en su implantación y realizar su seguimiento.

Unidad de Cumplimiento y Riesgos: responsable de la monitorización y seguimiento de los procesos de revisión y evaluación de modelos de control interno y de riesgos, por medio del:

- Sistema de Control Interno de Reporte Financiero (SCIIF): responsable de llevar a cabo la definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y funcionamiento del SCIIF definido en el Grupo (en base al marco conceptual definido en el modelo COSO), cuyo correcto funcionamiento permite asegurar de forma razonable la fiabilidad del reporte financiero del Grupo.
- Programa de Cumplimiento Normativo: encargado de monitorizar el cumplimiento de las obligaciones legales de carácter formal con entidades públicas (Gobiernos, Administraciones Públicas y/o Autoridades Públicas), relativas a las actividades que se realizan en los diferentes países, y que contribuye a mitigar los riesgos de cumplimiento del Grupo.
- Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo (en colaboración con otras áreas): consistente en un marco formal compuesto por los procesos, normativa y controles internos de las sociedades españolas que están dentro del ámbito de gestión, que permite, de forma razonable, identificar, documentar, evaluar, controlar, mitigar y actualizar los riesgos penales asociados a la actividad de las mismas.
- Mapa de Riesgos: responsable de dotar al Grupo de una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos críticos por parte de todas las áreas responsables, velando por la adecuada aplicación de las directrices metodológicas establecidas y reportando periódicamente los resultados obtenidos a los Responsables/Órganos del Grupo que en cada momento se determinen.

Unidad de Control de Reservas, cuyo objetivo es asegurar que las estimaciones de reservas probadas de Repsol YPF se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la compañía. También realiza las auditorías internas de reservas, coordina las auditorías externas de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

Existen además diversos comités funcionales y de negocio que tienen encomendadas las funciones de supervisión de las actividades de gestión de riesgos realizadas dentro de su ámbito de responsabilidad.

D.2

Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales...) que afectan a la sociedad y/o su grupo:

Sí

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

Riesgo materializado en el ejercicio	Circunstancias que lo han motivado	Funcionamiento de los sistemas de control
Riesgos propios de la actividad de la Sociedad.	Las propias del desarrollo del negocio.	Los sistemas de control establecidos por la Compañía han funcionado correctamente, lo que ha permitido gestionar los riesgos de forma adecuada.

D.3

Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control:

Sí

En caso afirmativo, detalle cuáles son sus funciones.

Nombre de la comisión u órgano

Comisión de auditoría y control

Descripción de funciones

La Comisión de Auditoría y Control, como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene como función principal servir de apoyo al Consejo en sus cometidos de vigilancia mediante, entre otras actuaciones, la revisión periódica de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Con este objeto, la Comisión de Auditoría y Control realiza un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Interna, el cuál está orientado a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, para asegurar que permiten la identificación, gestión y/o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional, del Grupo Repsol YPF. En este sentido, la Comisión se apoya en Auditoría Interna para conocer las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control supervisa la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo.

Finalmente, la Comisión, a través de las áreas correspondientes de la Compañía, conoce y orienta la política, los objetivos y las directrices del Grupo Repsol YPF en el ámbito medioambiental y de seguridad.

D.4

Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

La Comisión de Auditoría y Control sirve de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, velando por el cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Vigila el cumplimiento de la normativa aplicable, de

ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, y protección de datos. Se asegura de que los Códigos Éticos y de Conducta Internos y ante los Mercados de Valores, aplicables al personal del Grupo, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

Del mismo modo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos y la correcta aplicación de los criterios contables.

E Junta General

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General.

NO

	% de quórum distinto al establecido en art. 102 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 103 LSA para los supuestos especiales del art. 103
Quórum exigido en 1ª convocatoria		
Quórum exigido en 2ª convocatoria		
Descripción de las diferencias		

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

NO

Describe en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida art. 103.2 LSA para los supuestos del 103.1	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		
Describe las diferencias		

E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos Sociales podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia,

acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a que legalmente corresponda.

En cuanto al derecho de participación e información de los accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol YPF S.A. prevé que:

“6.3 El Consejo de Administración adoptará cuantas medidas estime oportunas para asegurarse de que la Junta General ejerza las funciones que le son propias. A tal fin pondrá a disposición de los accionistas, con carácter previo a la Junta, cuanta información sea legalmente exigible o, aún no siéndolo, resulte de interés para ellos y pueda ser suministrada razonablemente. Asimismo atenderá con la mayor diligencia las solicitudes de información y las preguntas formuladas por los accionistas con carácter previo a la Junta o con ocasión de la celebración de ésta última.

6.4 La información que la Sociedad facilite a sus accionistas y demás participantes en los mercados financieros será completa, correcta, equitativa, simétrica y en tiempo útil.

Con el fin de conseguir una mayor transparencia e inmediatez en el proceso de difusión de información, la Sociedad utilizará los procedimientos y tecnologías de uso generalizado que la técnica ponga a disposición de empresas y particulares. A tal fin, el Consejo de Administración intensificará el uso de la página web de la Compañía y acordará los contenidos a facilitar por dicho medio y que incluirán, entre otros documentos, los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, los informes trimestrales y anuales, las convocatorias de las Juntas Generales, su reglamentación y acuerdos adoptados en la última celebrada, así como cualquier otra información que se considere oportuna.”

Adicionalmente, el Reglamento de la Junta General establece en su artículo 5, en relación con el derecho de participación e información de los accionistas, que el anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá *“el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.”*

Este mismo artículo 5 del Reglamento de la Junta General contempla, asimismo, que *“además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General la Sociedad publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos sociales (i) el perfil profesional y biográfico, (ii) la relación de otros consejos de administración de los que formen parte, (iii) la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de los dominicales, el accionista al que representan o con quien tengan vínculos, (iv) la fecha de su primer nombramiento como Consejeros en la Sociedad, así como de los posteriores, y (v) las acciones de la Sociedad y opciones sobre ellas de las que sean titulares”.*

Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación la Sociedad hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a la Sociedad.”

El artículo 6.1 del Reglamento de la Junta General de Accionistas dispone también que:

“En todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad como tales, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página Web de la Sociedad, formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en Junta General de Accionistas.

Convocada la Junta General y antes de los siete días inmediatos a la fecha fijada como primera convocatoria, los accionistas podrán utilizar los mismos medios para comentar o realizar sugerencias por escrito con relación a las propuestas incluidas en su Orden del Día.

Los Servicios de la Sociedad examinarán las cuestiones, sugerencias y comentarios de los accionistas y, de forma agrupada en su caso, se difundirán sus respuestas en la página Web de la Sociedad o, de considerarlo procedente el Consejo de Administración, serán tratadas en Junta General de Accionistas, aunque no sean incluidas en el Orden del Día.”

Además de todo ello, para facilitar el acceso de los accionistas a la información de la Compañía, Repsol ha creado la Oficina de Información al Accionista mencionada anteriormente. En ella el accionista dispone de acceso telefónico gratuito y un correo electrónico donde puede solicitar cuanta información sea de su interés. Adicionalmente los accionistas pueden acudir a dicha Oficina donde recibirán atención personalizada.

E.4 Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, facilita, en su apartado 6, el derecho de participación e información del accionista, previéndose la posibilidad de que pueda formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades o intereses de la misma y que considere que deben ser tratadas en la Junta General, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Además de estas medidas previstas expresamente en las Normas de Gobierno Corporativo de Repsol YPF, S.A., la compañía fomenta igualmente la participación de los accionistas en la Junta General con las siguientes medidas:

- Publicación del anuncio de la convocatoria en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME), en los medios de comunicación de mayor difusión, con antelación suficiente, insertándose una copia en la página web de la Sociedad (www.repsol.com) y en otros medios si el Consejo de Administración lo considera oportuno para dar mayor publicidad a la convocatoria. También se envía copia del mismo a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, a las bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones, para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.
- Advertencia, en el anuncio de la convocatoria, de la celebración de la Junta General en segunda convocatoria.
- Prácticas seguidas para incentivar la asistencia mediante la entrega de obsequios e, incluso en su caso, el pago de primas de asistencia.
- Celebración de la Junta General en un local con las mejores condiciones para el desarrollo y seguimiento de la reunión, con un gran aforo, y facilitando el traslado hasta el mismo.
- Posibilidad de ejercer o delegar el voto a distancia, ya sea por correspondencia postal o por medios electrónicos, poniendo a disposición de los accionistas:
 - En la página web y en la Oficina de Atención al Accionista un modelo para el ejercicio del voto por correspondencia postal.
 - Una aplicación en la página web para el ejercicio o delegación del voto por medios electrónicos, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES).
- Posibilidad de fraccionar el voto a través de la plataforma de voto y delegación por medios electrónicos y por correo postal.
- Asistencia y orientación personalizada a los accionistas que deseen intervenir, a través del personal de la Oficina de Información al Accionista.
- Posibilidad de acceder a la transmisión en directo de la reunión a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).
- Difusión, a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com) de las propuestas de acuerdos correspondientes a los puntos del Orden del Día, así como del informe del Consejo de Administración referente a cada una de las propuestas de acuerdos sometidas a la aprobación de la Junta General.
- Habilitación de un Foro Electrónico de Accionistas en la página web (www.repsol.com), con ocasión de la convocatoria de la Junta General, al que podrán acceder con las debidas garantías tanto los accionistas individuales como las asociaciones voluntarias que se puedan constituir, con el fin de facilitar su comunicación con carácter previo a la celebración de la Junta General. En el Foro podrán publicarse propuestas que pretendan presentarse como complemento del Orden del Día anunciado en la convocatoria, solicitudes de adhesión a tales propuestas, iniciativas para alcanzar el porcentaje suficiente para ejercer un derecho de minoría previsto en la ley, así como ofertas o peticiones de representación voluntaria.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

Sí

Detalle las medidas

A iniciativa propia, el Consejo de Administración tradicionalmente requiere la presencia de un Notario para que asista a la celebración de la Junta General y levante acta de la reunión.

En consecuencia, ni el Presidente ni el Secretario de la Junta General intervienen en la elaboración del acta, que se encomienda a un fedatario público, con la consiguiente garantía de neutralidad para los accionistas.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

La Junta General Ordinaria celebrada el 15 de abril de 2011 aprobó las siguientes modificaciones de su Reglamento:

- I. Apartado sexto del artículo 3 (*Competencias de la Junta*).
- II. Apartados primero y noveno del artículo 5 (*Convocatoria*).
- III. Párrafos primero y segundo del artículo 8 (*Representación*).
- IV. Apartado quinto del artículo 13 (*Deliberación y adopción de acuerdos*).
- V. Apartado (IV) del artículo 14 (*Votación de las propuestas de acuerdos*).
- VI. Apartado segundo del artículo 15 (*Acta de la Junta*).

Las referidas modificaciones del Reglamento de la Junta General tenían como objeto su adaptación a la nueva Ley de Sociedades de Capital.

Dicha modificación fue comunicada a la CNMV mediante escrito de fecha 2 de junio de 2011 de 2011 y figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

El Reglamento de la Junta General se encuentra a disposición de los interesados en la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

Datos de asistencia

Fecha Junta General	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	Total
15-04-2011	0,056	64,81	0,003	2,39	67,259

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebrados en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el ejercicio 2011 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 15 de abril de 2011, y en la que se adoptaron los siguientes acuerdos, con las mayorías que se indican:

1. Aprobar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A., las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2010, y la propuesta de aplicación de sus resultados.
Votaron a favor 664.376.571 acciones, votaron en contra 90.653 acciones y se abstuvieron 138.863 acciones.
2. Aprobar la gestión del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio social 2010.
Votaron a favor 653.525.750 acciones, votaron en contra 4.497.642 acciones y se abstuvieron 6.582.695 acciones.

3. Designación de Auditor de Cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su Grupo Consolidado para el ejercicio 2011.
Votaron a favor 662.586.049 acciones, votaron en contra 1.014.923 acciones y se abstuvieron 1.005.115 acciones.
4. Modificación de los artículos 9, 11, 19, 24, 27, 29, 32, 39, 44, 50 y 56 de los Estatutos Sociales; y de los artículos 3, 5, 8, 13, 14 y 15 del Reglamento de la Junta General de Accionistas.
Votaron a favor 660.677.276 acciones, votaron en contra 1.397.189 acciones y se abstuvieron 2.531.622 acciones.
5. Modificación del artículo 52 de los Estatutos Sociales, relativo a la aplicación de los resultados del ejercicio.
Votaron a favor 664.068.124 acciones, votaron en contra 130.922 acciones y se abstuvieron 407.041 acciones.
6. Modificación de los artículos 40 y 35 de los Estatutos Sociales, relativos a los cargos internos y las reuniones del Consejo de Administración.
Votaron a favor 659.279.646 acciones, votaron en contra 3.972.590 acciones y se abstuvieron 1.353.851 acciones.
7. Reelección como Consejero de D. Antonio Brufau Niubó.
Votaron a favor 548.540.616 acciones, votaron en contra 80.044.446 acciones y se abstuvieron 24.460.875 acciones.
8. Reelección como Consejero de D. Luis Fernando del Rivero Asensio.
Votaron a favor 652.249.957 acciones, votaron en contra 9.084.325 acciones y se abstuvieron 3.271.805 acciones.
9. Reelección como Consejero de D. Juan Abelló Gallo.
Votaron a favor 652.305.622 acciones, votaron en contra 9.024.315 acciones y se abstuvieron 3.276.010 acciones.
10. Reelección como Consejero de D. Luis Carlos Croissier Batista.
Votaron a favor 661.921.474 acciones, votaron en contra 908.115 acciones y se abstuvieron 1.776.498 acciones.
11. Reelección como Consejero de D. Ángel Durández Adeva.
Votaron a favor 662.138.233 acciones, votaron en contra 1.611.048 acciones y se abstuvieron 856.806 acciones.
12. Reelección como Consejero de D. Jose Manuel Loureda Mantiñán.
Votaron a favor 647.550.869 acciones, votaron en contra 11.482.567 acciones y se abstuvieron 5.572.651 acciones.
13. Nombramiento como Consejero de D. Mario Fernández Pelaz
Votaron a favor 662.276.701 acciones, votaron en contra 653.007 acciones y se abstuvieron 1.676.379 acciones.
14. Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual.
Votaron a favor 644.301.950 acciones, votaron en contra 14.919.212 acciones y se abstuvieron 5.384.925 acciones.
15. Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012.
Votaron a favor 660.195.839 acciones, votaron en contra 2.001.568 acciones y se abstuvieron 2.408.680 acciones.
16. Delegación de la facultad para emitir valores de renta fija, convertibles y/o canjeables por acciones de la Sociedad o canjeables por acciones de otras sociedades, así como warrants, con la posibilidad de excluir, total o parcialmente, el derecho de suscripción preferente de los accionistas en dichas emisiones.
Votaron a favor 639.491.756 acciones, votaron en contra 22.014.168 acciones y se abstuvieron 3.100.163 acciones.
17. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.
Votaron a favor 664.120.545 acciones, votaron en contra 308.091 acciones y se abstuvieron 177.451 acciones.

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:

NO

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la Junta General.

De acuerdo con el apartado 8 del Reglamento de la Junta General, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que no necesitará ser accionista. La representación deberá conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, y con carácter especial para cada Junta.

Para ello, además de poder remitir las delegaciones para la asistencia y voto en la Junta a través de las entidades participantes de la "Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A." (Iberclear), se pone a disposición de los accionistas la Oficina de Información al Accionista, a la que pueden dirigirse por correo o en persona, y otra oficina abierta, exclusivamente para este fin, en el domicilio social, Paseo de la Castellana, número 278, donde se reciben las tarjetas de asistencia y se entregan los obsequios correspondientes.

Asimismo, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES), se pone a disposición una aplicación en la página web para la delegación del voto por medios electrónicos.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

NO

Describe la política

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página Web.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por el artículo 539 de la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se recoge en el epígrafe "Información para accionistas e inversores" de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

F

Grado de seguimiento de las recomendaciones de gobierno corporativo

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Ver epígrafes: A.9, B.1.22, B.1.23 y E.1, E.2.

Cumple

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:
 - a. Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;
 - b. Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: C.4 y C.7

No aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:
 - a. La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;
 - b. La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;
 - c. Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.

Cumple

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple

5. Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

- a. Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;
- b. En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.

Ver epígrafe: E.8

Cumple

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Ver epígrafe: E.4

Cumple

7. Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

8. Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

- a. Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:
 - I. El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;
 - II. La política de inversiones y financiación;
 - III. La definición de la estructura del grupo de sociedades;
 - IV. La política de gobierno corporativo;
 - V. La política de responsabilidad social corporativa;
 - VI. La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;
 - VII. La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

- VIII. La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3

- b. Las siguientes decisiones:

- I. A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

Ver epígrafe: B.1.14

- II. La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

Ver epígrafe: B.1.14

- III. La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

- IV. Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;

- V. La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

- c. Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- 1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;
- 2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;
- 3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: C.1 y C.6

Cumple parcialmente

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.III. Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol YPF actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.
- a.VII. La Sociedad cumple, excepto lo relativo al seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control. A este respecto, dado que la recomendación 50.1 del Código Unificado atribuye a la Comisión de Auditoría y Control funciones en materia de supervisión de los sistemas de información, control interno y gestión de riesgos y Repsol YPF ha estado sujeta hasta junio de 2011 a la Ley estadounidense Sarbanes-Oxley (Sección 404), en virtud de la cual la Comisión de Auditoría y Control debe actuar como máximo órgano de control y supervisión del funcionamiento del sistema de Control Interno de Reporting Financiero, se ha considerado conveniente que corresponda a dicha Comisión la función de supervisar los sistemas de gestión de riesgos, control interno y sistemas de información de la Compañía, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.
 - b.I. El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de "blindaje" para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.
 - b.V. La Sociedad cumple, excepto lo relativo a la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales. A este respecto, la Sociedad ha optado por que la Comisión de Auditoría y Control reciba información sobre estas materias y vele por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y por que la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente. Todo ello, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

Por otro lado, esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.
- 9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: B.1.1

Cumple

- 10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.2, A.3, B.1.3 y B.1.14

Cumple

- 11. Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

Ver epígrafe: B.1.3

No aplicable

- 12. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

- 1º. En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.
- 2º. Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: B.1.3, A.2 y A.3

Cumple

- 13. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: B.1.3

Cumple

- 14. Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Ver epígrafes: B.1.3 y B.1.4

Cumple

- 15. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

- a. Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;
- b. La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3

Cumple

- 16. Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple

- 17. Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.

Ver epígrafe: B.1.21

Cumple

- 18. Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:
 - a. Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;
 - b. Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;
 - c. Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

Ver epígrafe: B.1.34

Cumple

- 19. Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Ver epígrafe: B.1.29

Cumple

20. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30

Cumple

21. Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

No aplicable

22. Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:

- La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;
- Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;
- El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafe: B.1.19

Cumple

23. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple

24. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: B.1.41

Cumple

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

- Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;
- Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17

Cumple parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo relativo a las reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros. A este respecto, considera suficiente para asegurar el eficaz desempeño de sus funciones por los Consejeros las obligaciones que, conforme a lo establecido en el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deben cumplir por virtud de su cargo:

- Dedicar con continuidad el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir de forma regular las cuestiones que plantea la administración de la Sociedad.
- Informarse y preparar adecuadamente las reuniones del Consejo y de los órganos delegados y consultivos a los que pertenezcan, recabando la información suficiente para ello y la colaboración o asistencia que consideren oportunas.
- Asistir a las reuniones de los órganos de que formen parte y participar activamente en las deliberaciones a fin de que su criterio contribuya eficazmente al proceso de toma de decisiones. De no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que ha sido convocado, deberá instruir al Consejero que, en su caso, le represente.
- Realizar cualquier cometido específico que le encomiende el Consejo de Administración y se halle razonablemente comprendido en su compromiso de dedicación.

- Informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones informará al Consejo sobre el cumplimiento por los Consejeros de las referidas obligaciones.

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

- A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.
- Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- Perfil profesional y biográfico;
- Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple

29. Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un período continuado superior a 12 años.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2, A.3 y B.1.2

Cumple

31. Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26

Cumple

32. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: B.1.43 y B.1.44

Cumple

33. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro

tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

No aplicable

34. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: B.1.5

Cumple

35. Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:

- a. Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;
- b. Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:
 - I. Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.
 - II. Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;
 - III. Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y
 - IV. Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.
- c. Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.
- d. Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:
 - I. Duración;
 - II. Plazos de preaviso; y
 - III. Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.

Ver epígrafe: B.1.15

Cumple

36. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Ver epígrafes: A.3 y B.1.3

Cumple

37. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple

38. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple

39. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple

40. Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

Ver epígrafe: B.1.16

Cumple parcialmente

La Sociedad elabora el Informe sobre la política de retribuciones de los Consejeros, que es puesto a disposición de los accionistas, a título informativo, con motivo de la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:
- a. El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:
 - I. Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;
 - II. La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;
 - III. Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;
 - IV. Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;
 - V. Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;
 - VI. Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;
 - VII. Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;
 - VIII. Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el consejero.
 - b. El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:
 - I. Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;
 - II. Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;
 - III. Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;
 - IV. Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.
 - c. Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple

42. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6

Cumple

43. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos Comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

- Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;
- Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.
- Que sus Presidentes sean consejeros independientes.
- Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3

Cumple

45. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Cumple

46. Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

47. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Cumple

48. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

49. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:
- Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;
 - La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;
 - Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;
 - Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafes: D

Cumple

50. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.
- Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

- Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.
- Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:
 - Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.
 - Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores;
 - Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.
- En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3

Cumple

51. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

52. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.
- La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.
- Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3

Cumple parcialmente

La Sociedad cumple, excepto lo recogido en el apartado b) relativo a las entidades domiciliadas en paraísos fiscales y las operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

A este respecto, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece que la Comisión de Auditoría y Control será informada sobre la creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración

de paraísos fiscales. Asimismo, corresponde a dicha Comisión velar por que estas operaciones respondan a finalidades apropiadas y la Alta Dirección adopte las medidas oportunas para identificarlas y gestionarlas adecuadamente.

Por otro lado, el referido apartado de esta recomendación incluye un concepto indeterminado (operaciones que pudieran menoscabar la transparencia del Grupo), cuya incorporación a la normativa interna de la compañía no se ha considerado conveniente, dada la incertidumbre que puede generar en su aplicación.

53. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: B.1.38

Cumple

54. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: B.2.1

Cumple

55. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.
- Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.
- Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.
- Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple parcialmente

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- Proponer al Consejo de Administración:
 - La política de retribución de los consejeros y altos directivos;
 - La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.
 - Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.
- Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: B.1.14 y B.2.3

Cumple

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple

G

Otras informaciones de interés

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz, relacionados con los anteriores apartados del informe.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

1. Nota sobre el apartado A.2.

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 este apartado recogen la información disponible para 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).

Por otro lado, se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,492 % del capital social de la Compañía.

2. Nota sobre el apartado A.8.

La cifra de 10.248 miles de euros corresponde al efecto patrimonial generado por transacciones con acciones emitidas por la Sociedad.

Por otro lado, de conformidad con el hecho relevante comunicado el 11 de enero de 2012 con número de registro 156304, Repsol YPF comunico la colocación entre inversores profesionales y cualificados de un paquete de 61.043.173 acciones propias de la Compañía, representativas, de un 5% del capital social, que habían sido adquiridas el 20 de diciembre de 2011, manteniendo la titularidad de 61.043.173 acciones propias, representativas, de un 5% del capital social.

3. Nota sobre el apartado A.10.

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

4. Nota sobre el apartado B.1.11.

Siguiendo la práctica anterior de Repsol YPF, S.A., y para completar la información suministrada en el apartado B.1.11., se detallan en el presente Informe Anual de Gobierno Corporativo las cantidades percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante el ejercicio 2011, de forma individualizada y por conceptos retributivos o de otros beneficios y prestaciones.

a. Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2010 y 2011, a los siguientes importes:

Órgano de gobierno	2010	2011
Euros		
Consejo de Administración	172.287	176.594
Comisión Delegada (CD)	172.287	176.594
Comisión de Auditoría y Control (CAC)	86.144	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social (CEIRSC)	43.072	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribución (CNR)	43.072	44.149

El importe de las retribuciones percibidas 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:

Consejero	Comisiones del Consejo					
	Consejo	CD	CAC	CNR	CEIRSC	TOTAL
BRUFAU NIUBÓ, Antonio	176.594	176.594	–	–	–	353.188
SUÁREZ DE LEZO MANTILLA, Luis	176.594	176.594	–	–	–	353.188
PEMEX INTER. ESPAÑA S.A.	176.594	176.594	–	–	44.149	397.337
DE LAS MORENAS LÓPEZ, Carmelo ⁽¹⁾	58.865	–	29.432	–	–	88.297
REICHSTUL, Henri Philippe	176.594	176.594	–	–	–	353.188
BEATO BLANCO, Paulina	176.594	–	88.297	–	–	264.891
ECHENIQUE LANDIRIBAR, Javier	176.594	176.594	88.297	–	–	441.486
CARULLA FONT, Artur	176.594	176.594	–	44.149	–	397.337
DEL RIVERO ASENSIO, Luis ⁽²⁾	161.878	132.446	–	–	–	294.324
ABELLÓ GALLO, Juan	176.594	29.432	–	–	44.149	250.175
LOUREDA MANTIÑÁN, José Manuel	176.594	–	–	44.149	44.149	264.891
CROISSIER BATISTA, Luis Carlos	176.594	–	–	–	44.149	220.743
FAINÉ CASAS, Isidro	176.594	176.594	–	–	–	353.188
NIN GÉNOVA, Juan María	176.594	–	–	44.149	44.149	264.891
DURÁNDEZ ADEVA, Ángel	176.594	–	88.297	–	–	264.891
GABARRO MIQUEL, Mffi Isabel	176.594	–	–	44.149	44.149	264.891
FERNANDEZ PELAZ, Mario ⁽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 Asensio 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 percibida 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 (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, ésta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo, correspondiente al periodo 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 percibidas 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	85.281	289.800	375.081
Luis Suárez de Lezo	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. Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

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

g. 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 con 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.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía tiene implementado el Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, que fue aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el pasado 15 de abril de 2011 y su objetivo es permitir a sus beneficiarios, (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los restantes miembros del Comité de Dirección de Repsol YPF) invertir en acciones de Repsol YPF hasta un 50% del importe bruto de la liquidación del incentivo a percibir anualmente, de forma que si el beneficiario mantiene las acciones durante un periodo de tres años y se cumplen el resto de condiciones del Plan, la Compañía les entregará al término del indicado periodo una acción adicional por cada tres acciones de las adquiridas inicialmente.

Tanto el Presidente Ejecutivo como el Secretario General se han adherido al Plan suscribiendo el importe máximo permitido.

h. Relación con los resultados de la Compañía

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 11,482 millones de euros, lo cual representa un 0,52% del resultado del periodo.

5. Nota sobre el apartado B.1.12.

A efectos del presente Informe Anual de Gobierno Corporativo, Repsol YPF considera “altos directivos” a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF, al resto de Directivos con dependencia directa del Presidente Ejecutivo y al Director de Auditoría y Control.

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 sobre los miembros de la alta dirección incluida en el apartado B.1.12 no incluye al personal directivo con la condición de consejero ejecutivo.

Asimismo, se hace constar que hasta el 16 de junio de 2011, D. Miguel Ángel Devesa del Barrio fue Director General Económico Financiero y D. Miguel Martínez San Martín C.O.O. A partir de dicha fecha, D. Miguel Martínez San Martín asumió el cargo de Director General Económico Financiero y de Empresas Participadas y Dña. M^a Victoria Zingoni, Directora de Relación con Inversores y D. Pedro Antonio Merino García, Director de Estudios y Análisis del Entorno, pasaron a depender jerárquicamente de forma directa del Presidente Ejecutivo.

La cantidad de 18,022 millones de euros correspondiente a la remuneración total de la alta dirección incluye las percepciones del personal directivo señalado en el apartado B.1.12. Esta cantidad incluye, con carácter extraordinario, una gratificación puntual asociada al incremento de resultados del 2010 devengada en 2011.

Esta cantidad no incluye los costes por las aportaciones realizadas a plan de pensiones, seguro de vida, plan de previsión y premio de permanencia, que han ascendido a 2,056 millones de euros.

6. Nota sobre el apartado B.1.18

Con fecha 25 de enero de 2012 y conforme a lo recogido en el Hecho Relevante número 157042 comunicado por la Sociedad, el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. 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 los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de reforzar las medidas de protección del interés social de la Sociedad en casos de conflictos de interés, derivados de operaciones vinculadas y situaciones de competencia.

La nueva redacción de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración es la siguiente:

“Artículo 19.- Obligación de no competencia.

1. Los Consejeros no podrán dedicarse, por cuenta propia o ajena, a actividades cuyo ejercicio constituya competencia con la Sociedad salvo que concurran las siguientes circunstancias:

- que razonablemente sea previsible que la situación de competencia no causará un daño a la Sociedad o que el daño previsible que pueda causarle se compense con el beneficio esperado que la Sociedad pueda razonablemente obtener por permitir dicha situación de competencia;
- que, tras haber recibido asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera y previa audiencia del accionista o Consejero afectado, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y
- que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable de la mayoría del capital social desinteresado, es decir, del capital presente y representado en la Junta descontadas las acciones vinculadas al Consejero afectado. Si la Junta dispensara la prohibición de competencia sin cumplir esta mayoría especial y el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones hubiese sido desfavorable a la dispensa, los administradores deberán someter a los tribunales la compatibilidad de dicho acuerdo de la Junta con el interés social.

2. Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar sobre la dispensa de la prohibición de competencia, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del consultor externo independiente previstos en el apartado 1.(b) anterior y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto. Los acuerdos que esté llamada a adoptar la Junta General en aplicación de lo dispuesto en este artículo se someterán a ésta bajo un punto separado del orden del día.

3. Si la situación de competencia apareciese con posterioridad al nombramiento de un Consejero, el afectado deberá dimitir inmediatamente de su cargo.

4. A los efectos de lo dispuesto en este artículo:

- se considerará que una persona se dedica por cuenta propia a actividades constitutivas de competencia con la Sociedad cuando desarrolle dichas actividades directamente o de manera indirecta a través de sociedades controladas en el sentido del artículo 42 del Código de Comercio.
- se entenderá que una persona se dedica por cuenta ajena a actividades que constituyan competencia con la Sociedad cuando tenga una participación significativa o desempeñe un puesto ejecutivo en una empresa competidora o en otra concertada con ésta para el desarrollo de una política común y, en todo caso, cuando haya sido designada como consejero dominical de la Sociedad a instancia de una de aquéllas; y
- se considerará que no se hallan en situación de competencia con la Sociedad (i) las sociedades controladas por ésta (en el sentido del artículo 42 del Código de Comercio); y (ii) las sociedades con las que Repsol YPF, S.A. tenga establecida una alianza estratégica, aun cuando tengan el mismo, análogo o complementario objeto social y mientras permanezca en vigor la alianza. No se considerarán incursos en la prohibición de competencia, por este solo motivo, quienes sean Consejeros dominicales en sociedades competidoras nombrados a instancia de la Sociedad o en consideración a la participación que ésta tenga en el capital de aquéllas.

5. Los Consejeros tampoco podrán prestar servicios de asesoramiento o de representación a empresas competidoras de la Sociedad, salvo que el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, les autorice para ello con el voto favorable de dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés. En caso de no cumplirse estos requisitos, la autorización deberá ser acordada por la Junta General. Con los mismos requisitos podrá también el Consejo dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses a que se refiere el artículo 13.1 anterior.

6. La modificación de este artículo requerirá el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.”

“Artículo 22.- Operaciones vinculadas.

1. Las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas (“operaciones vinculadas”) estarán sujetas a los requisitos sustantivos y procedimentales previstos en este artículo.

2. Las operaciones vinculadas (i) que sean de importe igual o superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones:

- que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad;
- que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y

c. que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable de la mayoría del capital social desinteresado, es decir, el capital presente y representado en la Junta descontadas las acciones vinculadas al Consejero o accionista implicado en la transacción. Si la Junta autorizara la operación sin cumplir esta mayoría especial y el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones hubiese sido desfavorable a la autorización, los administradores deberán someter a los tribunales la compatibilidad de dicho acuerdo de la Junta con el interés social. No obstante, cuando concurran razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (I) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones al que se refiere la letra (b) anterior resulte favorable a la operación, y (II) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incursos en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno su propio informe al respecto.

3. Las operaciones vinculadas distintas de las mencionadas en el apartado 2 anterior requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Excepcionalmente, cuando razones de urgencia así lo aconsejen, las operaciones vinculadas cuya aprobación corresponda al Consejo podrán autorizarse por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno.
4. La autorización anterior no será precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:
 - I. que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen habitualmente a los clientes que contraten el tipo de producto o servicio de que se trate;
 - II. que se realicen a precios o tarifas establecidas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio de que se trate o, cuando las operaciones se refieran a bienes o servicios en los que no existan tarifas establecidas, en condiciones habituales de mercado, semejantes a las aplicadas en relaciones comerciales mantenidas con clientes de similares características; y
 - III. que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la Sociedad.

Tampoco será necesaria la autorización del Consejo en el caso de operaciones que, perteneciendo al giro o tráfico ordinario de la Compañía, se efectúen en condiciones normales de mercado y sean de escasa relevancia.
5. Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.
6. La modificación de este artículo requerirá el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.”
7. Nota sobre el apartado C.2

Respecto de los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr Vallehermoso, S.A. y con Petróleos Mexicanos se corresponde con el volumen de compromisos de compras vigentes al 31 de diciembre de 2011 neto del volumen de compromisos de venta.

Las garantías canceladas en el ejercicio 2011 ascienden a un total de 1.145 miles de euros.

El dato de los arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al 31 de diciembre de 2011 otras operaciones por 1.321 millones de euros con el grupo “la Caixa”, dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 416 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 173 y el tipo de interés por 209 millones de euros.
8. Código de Buenas Prácticas Tributarias

Repsol YPF se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de buen gobierno:

NO

Nombre del consejero	Tipo de relación	Explicación
Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 23 de febrero de 2011.		
Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.		
NO		
Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

Anexo al Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2011

El presente Anexo recoge la información adicional al Informe Anual de Gobierno Corporativo requerida en el artículo 61 bis de la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, de acuerdo con la redacción introducida por la Ley 2/2011 de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Dado que los nuevos contenidos no están incluidos en el modelo vigente de Informe Anual de Gobierno Corporativo aprobado por la Circular 4/2007, de 27 de diciembre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se incluye en el presente Anexo la información adicional requerida por el artículo 61 bis de la mencionada Ley del Mercado de Valores.

1. Valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera

Todas las acciones de Repsol YPF, S.A. (la “Sociedad”, la “Compañía” o “Repsol YPF”) poseen los mismos derechos políticos y económicos, no existiendo derechos de voto distintos para ningún accionista.

Las acciones de Repsol YPF están representadas por medio de anotaciones en cuenta y cotizan 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). A 31 de diciembre de 2011, las acciones de Repsol YPF en forma de *American Depositary Shares* (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones y los ADSs de la filial YPF, S.A. cotizan respectivamente en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de valores de Nueva York (NYSE) y las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores de Lima.

2. Restricciones a la transmisibilidad de valores y al derecho de voto

Esta información se encuentra recogida en el Apartado A.10 y en la Nota al apartado A.10 incluida en el punto G (*Otras Informaciones de Interés*) del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

3. Normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad

Los Estatutos Sociales de Repsol YPF no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales. Al no resultar de aplicación lo dispuesto en el último párrafo del artículo 27 de los Estatutos, relativo al número máximo de votos que puede emitir un accionista tras la reforma de la Ley de Sociedades de Capital, no resulta tampoco aplicable lo dispuesto en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos Sociales sobre la modificación del mencionado artículo 27.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales establece que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

4. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sea modificado o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición y sus efectos

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural SDG relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

5. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición

Los efectos legales y convencionales que pueden derivarse de la extinción de la relación laboral o de servicios que liga al personal de la Sociedad no son uniformes, sino que varían en función del personal de que se trate, del cargo o puesto de trabajo que se desempeñe, el tipo de contrato, de la normativa que rija su relación laboral o de servicios y de otros factores.

No obstante lo anterior, la Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo.

Por lo que respecta a los consejeros ejecutivos, se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe sobre Política de Retribuciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2012.

6. Descripción de las principales características del sistema interno de control y de gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de la información financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF

6.1 Introducción

De acuerdo a los marcos de referencia en materia de control interno, las compañías deben disponer de modelos que les permitan implantar, gestionar y evaluar sus sistemas de control para garantizar la efectividad de los mismos.

En este sentido, el Grupo Repsol YPF (en adelante el “Grupo”) dispone de un modelo de control interno basado en el marco metodológico de referencia comúnmente aceptado de COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), articulado en un proceso integrado a través de cinco componentes:

1. El **entorno de control de la entidad** es el factor que sirve de base para el resto de componentes; es la conciencia de control que existe en una organización. El objetivo perseguido mediante este componente es establecer y promover una actitud colectiva para la consecución de un control interno efectivo sobre los procesos de la organización.
2. La **evaluación de riesgos** apunta a la necesidad de evaluar todos los riesgos propios de la actividad de la compañía y consiste en la identificación y el análisis de factores que podrían afectar a la consecución de sus objetivos estratégicos y, en base a dicho análisis, diseñar actividades de control para mitigarlos y determinar la forma en la que los riesgos deben ser gestionados.
3. Las **actividades de control** hacen referencia a las políticas y procedimientos diseñados para mitigar los riesgos identificados y deben existir en todas las funciones y niveles de la compañía y estar enfocadas a la prevención y detección de errores y de situaciones de fraude.
4. La **información y comunicación**, se enfoca en la necesidad de identificar, recoger y comunicar la información relevante de un modo y en un plazo tal que permitan a cada una de las partes de la organización asumir sus responsabilidades. La Dirección debe transmitir un mensaje claro a todo el personal sobre la importancia de las responsabilidades de cada uno en materia de control.
5. La **supervisión del funcionamiento del sistema**, por cuanto resulta necesario evaluar la calidad de su rendimiento, su adecuado diseño, adaptación, implantación y eficacia. El objetivo perseguido mediante la observación de este componente es concluir sobre la efectividad, detectando y corrigiendo las deficiencias identificadas en el sistema de control interno.

Como parte de este modelo de control interno, el Grupo tiene implementado un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (“SCIIF”), alineado con las mejores prácticas en materia de control interno sobre la información financiera, que responde y da cumplimiento a los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible y demás normativa

Adicionalmente, el SCIIF del Grupo ha permitido, desde su implantación, dar respuesta a los requerimientos establecidos en la normativa de los Estados Unidos durante el periodo en el que Repsol YPF estuvo registrada en la U.S. *Securities and Exchange Commission* (“SEC”), en particular la Ley *Sarbanes-Oxley* de acuerdo con las pautas desarrolladas por la propia SEC y el *Public Company Accounting Oversight Board* (“PCAOB”). Dicha normativa, exige, entre otras cuestiones, una opinión del Auditor Externo sobre la efectividad del SCIIF, habiendo sido ésta siempre favorable.

En la actualidad, la filial argentina, YPF, S.A., sigue registrada en la SEC y, por tanto, permanece sujeta a los requerimientos establecidos en la normativa estadounidense en materia de control interno sobre la información financiera.

6.2 Entorno de control de la entidad

El ambiente de control marca las pautas de comportamiento del Grupo y tiene una influencia directa en el nivel de concienciación del personal respecto al control. Constituye la base de todos los demás elementos de control interno, aportando disciplina y estructura.

El ambiente de control incluye los siguientes elementos, tangibles e intangibles:

- Integridad y valores éticos.
- Compromiso hacia la competencia en las unidades organizativas.
- Estructura organizativa y gobernabilidad.
- Filosofía y estilo de operación de la dirección.
- Asignación de autoridad y responsabilidades.
- Políticas y prácticas de Recursos Humanos.

Los Órganos de Gobierno y la Dirección influyen muy notablemente en el ambiente de control mediante el establecimiento de normas, un código de ética y unos patrones de conducta, a través de sus acciones y comportamiento, así como comunicando de forma efectiva las políticas y procedimientos escritos.

El SCIIF está totalmente integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo y entre los que destacamos los siguientes:

6.2.1 Consejo de Administración:

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol YPF es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidados. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos, procurando que no haya lugar a reservas ni salvedades del Auditor Externo. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, la elaboración de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Compañía en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los Auditores de esta última, respetando siempre la independencia de los mismos.

Conforme a lo previsto en el artículo 31 de los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol YPF está integrado, a 31 de diciembre de 2011, por quince miembros, de los cuales dos tienen la condición de Consejeros Ejecutivos, cinco de Consejeros Externos Dominicales y los restantes ocho son Consejeros Externos Independientes.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno las Comisiones que se indican a continuación, con poderes de decisión, en el caso de la Comisión Delegada, o con funciones de supervisión, informe, asesoramiento y propuesta, en el resto de Comisiones:

- a. La *Comisión de Auditoría y Control de Repsol YPF*, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

De acuerdo con el citado Reglamento, entre las funciones que le corresponden a la Comisión de Auditoría y Control relacionadas con el proceso de elaboración de la información económico-financiera, se encuentran las siguientes:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación, así como la integridad de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y el Grupo, los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.
- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.
- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección General Económico Financiera y Empresas Participadas, así como con la opinión o recomendaciones del Auditor de Cuentas.
- Cuidar de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente Ejecutivo y por el Director General Económico Financiero y Empresas Participadas en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.
- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.
- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.
- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene establecidos los procedimientos, mecanismos y controles adecuados para la recepción, tratamiento y seguimiento de las comunicaciones recibidas por medio del canal de comunicación a la Comisión de Auditoría y Control a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables.

El Consejo designa los miembros de esta Comisión para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejeros o cuando así lo acuerde el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejerce por un período máximo de cuatro años, al término del cual no se podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

- b. La *Comisión Delegada* de Repsol YPF tiene delegadas, conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, con carácter permanente, todas las facultades del Consejo de Administración excepto las indelegables de acuerdo con la Ley, los Estatutos Sociales y el mencionado Reglamento.

La Comisión Delegada se encuentra formada por el Presidente del Consejo de Administración y siete Consejeros más, pertenecientes a los tres grupos de Consejeros (Ejecutivos, Dominicales e Independientes), manteniendo una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración.

- c. La *Comisión de Nombramientos y Retribuciones* de Repsol YPF, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, tiene atribuidas, conforme lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, funciones relacionadas con los nombramientos y retribuciones tanto de los Consejeros como de los Altos Directivos de la Compañía.

Igualmente, le corresponde informar al Consejo de Administración en los supuestos relativos a las obligaciones de no competencia, uso de información y activos sociales, oportunidades de negocios y operaciones vinculadas así como sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo.

Finalmente, se encarga también de revisar el Informe Anual de Gobierno Corporativo previamente a su aprobación por el Consejo de Administración a efectos de verificar el carácter atribuido a cada Consejero (Ejecutivo, Dominical, Independiente o Externo).

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos, de los cuales tres tienen la condición de Independientes y los otros dos de Dominicales. Todos ellos cuentan con conocimientos, aptitudes y experiencia acordes con los cometidos de la Comisión.

- d. La *Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa* de Repsol YPF se constituyó el 25 de septiembre de 2002. Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, le corresponden, entre otras, las funciones que se indican a continuación:

- Informar al Consejo y/o a su Comisión Delegada sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico del Grupo así como aquellas decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo.
- Informar sobre las inversiones y desinversiones en activos que por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de una revisión previa de la Comisión.
- Conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre las mismas, así como, revisar e informar previamente a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos, de los cuales dos tienen la condición de Independientes y los otros cuatro de Dominicales. Todos ellos cuentan con conocimientos, aptitudes y experiencia acordes con los cometidos de la Comisión.

6.2.2 Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia de Repsol YPF se creó el 29 de enero de 2003 y conforme a lo previsto en su Reglamento, tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente su situación financiera así como el resultado de sus operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Empresas Participadas.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (1) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (2) dicha información es recopilada y comunicada a la Alta Dirección, incluyendo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Empresas Participadas, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.
- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por el Director Corporativo Económico Fiscal que actúa como Presidente, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos que actúa como Secretario, el Director de Medios de Comunicación, el Director de Estrategia, el Director de Auditoría y Control, el Director Económico Administrativo, el Director de Relaciones con Inversores, el Director de Asuntos de Gobierno Corporativo, el Director de Control de Reservas, el Director de Control de Gestión, un representante de la Dirección General de Personas y Organización, un representante de la Dirección General de Upstream, un representante de la Dirección General de Downstream y un representante de la Dirección General de YPF.

6.2.3 La Dirección de Auditoría y Control:

Depende de la Secretaría General y del Consejo de Administración y es la encargada de evaluar la razonabilidad del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y gestión de riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando todos los procesos que garanticen que:

- Los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente, con especial relevancia los riesgos relativos a la información financiera.
- Las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.
- Las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes y regulaciones aplicables y con las políticas, normas o procedimientos internos vigentes establecidos en el Grupo, evaluando la suficiencia de los mismos y asegurando su cumplimiento.

- Los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.
- La información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora de forma adecuada.

Asimismo, supervisa la evaluación del diseño y del funcionamiento del SCIIF del Grupo informando a la Comisión de Auditoría y Control de los resultados de la misma.

6.2.4 Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles”:

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles” son las responsables de asegurar la vigencia, ejecución y funcionamiento de los controles, así como el adecuado diseño de los procesos asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

- La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero correspondiente y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección de Auditoría y Control, como resultado de su proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.
- La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, del asesoramiento de carácter tributario, del seguimiento, de la evaluación e implantación de los cambios normativos, de la identificación, control, seguimiento y evaluación de los riesgos fiscales, de la gestión de conflictos y controversias de naturaleza fiscal y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.
- La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.
- La Unidad que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio, garantizando la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito.
- La Unidad que define el Plan Anual de Formación, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo y establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo.
- La Unidad que asegura que las estimaciones de reservas probadas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.
- Las Unidades que proporcionan la adecuada asistencia jurídica al Grupo en cuestiones relacionadas con el gobierno corporativo y con las áreas de negocio o corporativas. Dicha asistencia se lleva a cabo mediante: (i) el asesoramiento en Derecho con el fin de facilitar la necesaria base legal a las actuaciones y decisiones de las distintas áreas corporativas y de negocio; (ii) la seguridad jurídica preventiva con el fin de asegurar el cumplimiento normativo de forma que el Grupo actúe en todo momento con pleno respeto a los ordenamientos jurídicos y a la normativa interna aplicable; (iii) la defensa contenciosa; y (iv) la gestión jurídica y societaria.

6.2.5 Otras cuestiones sobre el entorno de control de la entidad:

Con el fin de definir las líneas de responsabilidad y autoridad con relación a la configuración de la estructura organizativa, se ha desarrollado un marco normativo interno que se encuentra formalmente aprobado y difundido a todo el Grupo a través de la red de comunicación interna y en el que se establecen los principios y criterios organizativos que velan por el adecuado dimensionamiento y distribución de tareas.

En esta línea, se ha desarrollado un cuerpo normativo específico en el que se identifican las unidades que intervienen en el proceso de elaboración de los estados financieros, así como las funciones y responsabilidades asignadas a las mismas.

Además de la normativa interna referida en los apartados anteriores como los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración o el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, el Grupo dispone también de una “Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol YPF”, aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, y que es de aplicación a todos los empleados del Grupo. En dicha norma se desarrollan los valores éticos del Grupo (integridad, transparencia, responsabilidad y seguridad), las pautas

mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia de la información, tratamiento de la información reservada y confidencial y el adecuado reflejo de las transacciones en los registros financieros de la Compañía.

Como norma general, las nuevas incorporaciones al Grupo reciben un ejemplar de la Norma de Ética y Conducta y firman un acuse de recibo de la misma. Asimismo, se realizan periódicamente, entre los empleados, acciones de comunicación e información del marco ético aplicable.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol YPF, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Está accesible tanto a los empleados del Grupo como a terceros, a través de las redes internas y/o externas de comunicación, en concreto a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética, formalmente constituida el 4 de diciembre de 2006, vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol YPF, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol YPF y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un “Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores”, aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la organización la difusión y el cumplimiento de sus preceptos.

Con relación a los programas de formación y actualización periódica para el personal existe un Plan de Formación, formalmente aprobado, para apoyar e impulsar, a través de la formación y el aprendizaje, la consecución de los retos y objetivos del Grupo, mediante la gestión integral y homogénea de las necesidades de formación, la coordinación de su puesta en marcha y la evaluación de su impacto y resultados.

En esta línea, se ha desarrollado una normativa interna en la que se establecen las competencias y responsabilidades en materia de formación.

Aquellas unidades involucradas en la preparación y revisión de la información financiera así como en la evaluación del SCIIF, disponen de un Plan de Formación específico destinado a cubrir las necesidades formativas de los mismos para el correcto desempeño de sus funciones.

6.3 Evaluación de riesgos de la información financiera

El Grupo dispone de un mapa de riesgos estructurado en cinco grandes tipologías: estratégicas, operacionales, financieros, de entorno y regulatorios o de cumplimiento (el “Mapa”). Para cada riesgo, se dispone del detalle de las unidades participantes en su gestión, control y supervisión, los parámetros y controles existentes y la normativa aplicable.

El Mapa se actualiza anualmente por cada uno de los responsables de los distintos riesgos identificados, en un proceso que es coordinado por la Dirección de Auditoría y Control.

Dentro de los riesgos de cumplimiento, el Grupo ha identificado una tipología denominada riesgos contables y de reporte.

Para cubrir los principales riesgos con impacto significativo en la fiabilidad de la información financiera, se ha identificado un inventario de riesgos de reporte financiero basado en las siguientes categorías:

- Riesgos de entorno general.
- Riesgos de seguimiento de cambios regulatorios.
- Riesgos de transacciones de negocio.

- Riesgos de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Riesgos de elaboración de estados financieros.

Este documento es objeto de revisión anual y en el mismo se identifican, miden, evalúan y categorizan los riesgos de reporte financiero del Grupo.

La aprobación definitiva de las actualizaciones del inventario de riesgos de reporte financiero corresponde al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los Estados Financieros (individuales y consolidados), además de otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que impactan en la información financiera.

Por otra parte, el riesgo de fraude de reporte financiero está considerado como un elemento relevante a la hora de diseñar e implantar el SCIIF. En este sentido, se ha desarrollado un *modelo de prevención de riesgos de fraude de reporte financiero* recogido en el manual “Gestión de riesgos de fraude de reporte financiero” basado en el marco establecido por la AICPA (*American Institute of Certified Public Accountants*) en su documento “*Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit*”, *Section 316 (Standard Auditing Statement 99)* y por el *Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB)* en su documento “*An Audit of Internal Control over Financial Reporting that it is Integrated with an Audit of Financial Statements*” (*Auditing Standard número 5*). En este modelo de prevención de riesgos de fraude de reporte financiero se identifican un número significativo de controles orientados a cubrir el riesgo de fraude de reporte financiero.

En esta línea, también se cuenta con un *modelo de segregación de funciones* con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de existencia de fraude en el proceso de reporte financiero y se han implantado en los sistemas de información alcanzados por el SCIIF unas matrices de incompatibilidades definidas para cada uno de los procesos relevantes, que le permiten monitorizar de forma continua y rutinaria los conflictos existentes y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecutan de acuerdo a los perfiles previamente definidos.

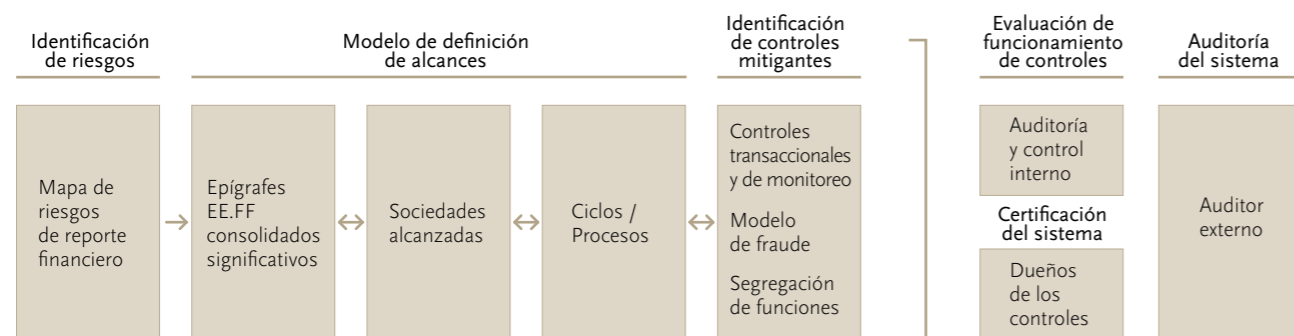
6.4 Actividades de control

Los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia se han descrito en el punto anterior denominado “Entorno de control de la entidad”.

En el *Manual de Control Interno sobre la Información Financiera*, revisado anualmente y difundido a todo el Grupo, se describen la metodología y las principales características del SCIIF implantado.

El Grupo ha desarrollado unas aplicaciones corporativas a través de las cuales se da cobertura a los procesos de monitorización, evaluación de funcionamiento y certificación del SCIIF, que permiten mantener y actualizar el modelo de manera ágil y eficiente.

En líneas generales, el SCIIF se despliega en las siguientes fases:



En primer lugar, se define el *alcance del modelo* a partir de la identificación de los riesgos de reporte financiero y su asociación a epígrafes, sociedades y procesos relevantes de los Estados Financieros consolidados, teniendo en cuenta tanto criterios de índole cualitativa como de índole cuantitativa.

El alcance del SCIIF del Grupo no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles

existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol YPF a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2011, son las siguientes:

Millones de euros	Sociedades integración proporcional	Total Grupo
Activos corrientes	8.275	20.329
Activos no corrientes	14.520	50.628
Pasivos corrientes	(4.395)	(17.104)
Pasivos no corrientes	(8.205)	(26.810)
Ingresos de explotación	9.890	63.732
Gastos de explotación	(7.836)	(58.927)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	1.095	2.193

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el Grupo participa a 31 de diciembre de 2011 se relacionan en la nota 25 de las Cuentas Anuales consolidadas.

El modelo del SCIIF está estructurado en ciclos y éstos se definen como el conjunto de flujos de transacciones para los que se sistematiza y documenta su operativa. Se identifican ciclos transaccionales de negocio (activos fijos, existencias, adquisiciones e ingresos) para las sociedades relevantes y ciclos transversales (nóminas y personal, gestión financiera, cobros y pagos, entorno informático, cobertura de riesgos y seguros, gestión medioambiental, gestión regulatoria y legal, gestión tributaria, reporte financiero, gestión de crédito de riesgo, estimación de reservas de hidrocarburos y *Entity and Company level*) que operan de forma idéntica para todas las sociedades alcanzadas.

Cada ciclo se compone de *procesos* a los que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de *objetivos de control* con el propósito de mitigar los riesgos asociados a los *errores potenciales* (validez, valoración, corte, integridad, registro, presentación) del proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles que cubrirán los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Controles implementados a nivel de proceso, utilizados por el Grupo para garantizar la consecución de los objetivos de control de cada proceso.
- Controles implementados a un nivel global para todo el Grupo, entre los que se encuentran los controles generales o globales que apuntan a los aspectos abordados en el punto “Entorno de control de la entidad” de este documento, los controles generales del ordenador, los controles sobre procesos cross a nivel del Grupo y los controles antifraude.

Considerando que los sistemas de información afectan a los flujos de transacciones del Grupo, se han identificado unos *controles generales del ordenador* que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones más relevantes para el reporte financiero.

Los controles generales del ordenador impactan directamente en la consecución de diversos objetivos de control y se consideran en la evaluación del SCIIF, agrupados en las siguientes áreas:

- Desarrollo de sistemas de información.
- Modificaciones a sistemas de información.
- Operaciones.
- Control de acceso a programas y datos.

Los controles sobre aplicaciones presentan las siguientes características.

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud, autoridad y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones.
- Aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información (inputs) son completas y precisas y las salidas (outputs) correctas.
- Con carácter general, están integrados en la propia lógica de los programas con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.

El alcance de los controles generales del ordenador está delimitado en primer lugar, por las aplicaciones alcanzadas en los ciclos transaccionales de negocio y ciclos transversales

y, en segundo lugar, por aquellos elementos de infraestructura que dan servicio a estas aplicaciones, como pueden ser plataformas tecnológicas, servidores, bases de datos o centros de proceso de datos.

El Grupo cuenta con normativa interna relativa a sistemas de información, a través de la cual se establecen las pautas y principios generales de actuación para los diferentes procesos de esta área cubiertos a través de los controles generales de ordenador.

En relación a las actividades subcontratadas a terceros, se han identificado controles dentro de los procesos de reporte financiero que permiten otorgar una razonable cobertura a los riesgos de reporte financiero y a los objetivos de control asociados a las mismas. En lo que concierne a la Unidad de Control de Reservas, ésta contrata auditorías, con firmas externas, sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas dependientes del Grupo. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

Asimismo, se ha desarrollado una metodología orientada a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones relativa a la elaboración de información financiera, en concreto las relativas a las reservas de crudo y de gas natural, las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y los instrumentos financieros derivados.

Todos los controles del modelo son evaluados en su funcionamiento, en base a su valoración en términos de impacto en los Estados Financieros y de probabilidad de fallo de los mismos. Las pruebas de los controles constituyen una evidencia sobre la que soportar el informe sobre la efectividad del SCIIF que la Dirección del Grupo emite al cierre del ejercicio.

Por otro lado, se ha establecido un procedimiento interno en el que se establece la metodología de cálculo a seguir para la evaluación y la clasificación de las deficiencias detectadas a lo largo del proceso de evaluación del SCIIF. Esta metodología contempla factores cuantitativos y cualitativos y ha sido desarrollada a partir del marco de referencia de evaluación de deficiencias de control interno de reporte financiero desplegado conjuntamente por las principales firmas de auditoría, empresas cotizadas y otras instituciones.

Al cierre del ejercicio, la Sociedad requiere a los dueños de los controles que integran el SCIIF, la emisión de un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una certificación anual y en cascada que concluye con la certificación del Presidente Ejecutivo y del Director General Económico Financiero y Empresas Participadas.

La documentación del SCIIF está constituida básicamente por los siguientes elementos: los flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF, las matrices de controles identificados en los mismos, los resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles y las certificaciones de la vigencia y efectividad de éstos por sus respectivos dueños.

6.5 Información y comunicación

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y parametrización centralizados que, junto con el Manual de Criterios Contables, permiten asegurar la homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de la memoria. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información económico financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales del ordenador.

En ese sentido, hay una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los Estados Financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información económico financiera.

El *Manual de Criterios Contables* establece las normas, políticas y criterios contables adoptadas por el Grupo. Dicho Manual se revisa y actualiza con periodicidad semestral y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. El Manual se encuentra difundido en toda la organización a través de su red interna de comunicación.

6.6 Supervisión del funcionamiento del sistema

Los procesos de revisión de la información financiera realizadas por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia se han descrito en el punto anterior denominado "Entorno de control de la entidad".

Adicionalmente a los mecanismos de supervisión mencionados, la *Comisión de Auditoría y Control* analiza y aprueba en su caso, la *planificación anual de Auditoría interna*, así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de la organización del negocio del Grupo.

La planificación anual de Auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, y para asegurar que permiten la identificación, gestión y /o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional del Grupo. Como se ha indicado anteriormente, la Comisión de Auditoría y Control debe conocer el grado de cumplimiento de las medidas correctoras recomendadas por la Dirección de Auditoría y Control derivadas de actuaciones previas, y se apoya en esta Dirección para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Dentro de la planificación anual de Auditoría interna, y en base a un plan de pruebas definido, la Dirección de Auditoría y Control despliega anualmente su *estrategia de evaluación del diseño y efectividad del SCIIF*.

La Dirección de Auditoría y Control es responsable de comunicar a los dueños de los controles el resultado de las pruebas efectuadas sobre el diseño y el funcionamiento de la efectividad del SCIIF así como de cualquier debilidad detectada en el proceso de actualización y evaluación del sistema.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia y a la Comisión de Auditoría y Control sobre los resultados de la evaluación del SCIIF. Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control es informada de las deficiencias detectadas por la Dirección de Auditoría y Control en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

Tal y como se ha indicado en el apartado relativo al "Entorno de control de la entidad", la Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2011, no habiéndose detectado deficiencias significativas, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO.

6.7 Informe del Auditor Externo

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del SCIIF, en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2011. Se adjunta como Anexo el Informe emitido por el Auditor Externo referente a su evaluación sobre la citada efectividad del SCIIF.

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A.:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) contenida en la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF" adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2011, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol YPF. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol YPF de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework.

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, uso o venta no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a periodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

La Dirección del Grupo Repsol YPF es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board's (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol YPF mantenía, al 31 de diciembre de 2011, en todos los aspectos significativos, un sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol YPF de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework. Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol YPF al 31 de diciembre de 2011 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible y demás normativa vigente.

Tal y como se describe en la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF" adjunta, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo Repsol YPF no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol YPF a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2011, se detalla en el apartado 6.4 de la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol YPF" adjunta. En consecuencia, nuestro trabajo no incluyó el examen de la efectividad del sistema de control interno sobre la generación de la información financiera de dichas sociedades incluida en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los administradores de Repsol YPF, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol YPF, y nuestro informe de fecha 28 de febrero de 2012 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.



Jorge Izquierdo Mazón
28 de febrero de 2012